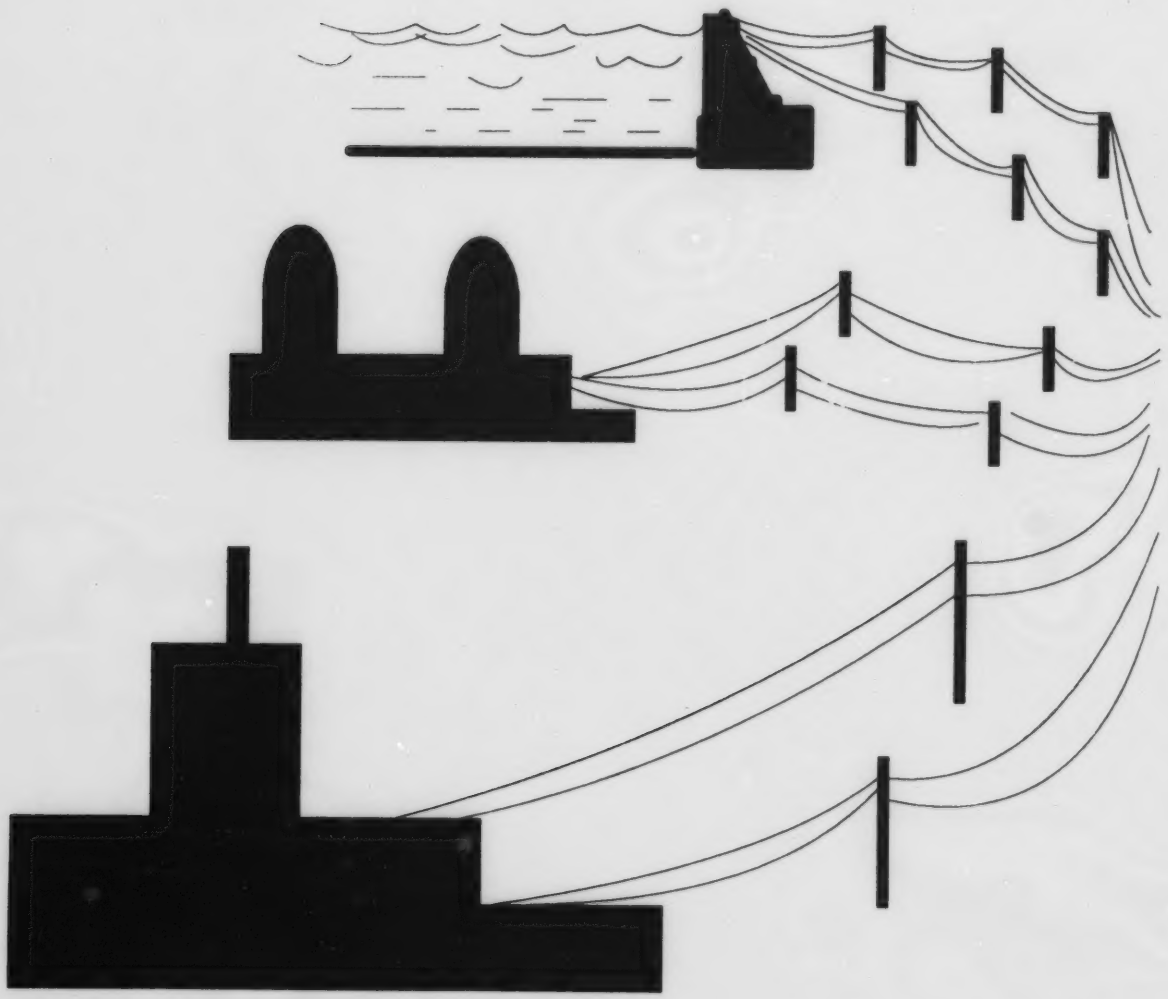
EXAMEN DU COMMERCE ENTRE LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

COLLABORATION ENTRE LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ



Office national de l'énergie

1992

102-04095/

EXAMEN DU COMMERCE ENTRE LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

COLLABORATION ENTRE LES SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

1992

TABLE DES MATIÈRES

Constatations principales et options ..... (i)

Avant-propos ..... (vii)

Remerciements ..... (ix)

Aperçu du rapport ..... (x)

1. Les réseaux canadiens interconnectés 1-1

1.1 Introduction 1-1
1.2 L'évolution de l'industrie productrice d'électricité 1-1
1.3 Développement de réseaux de transport et de réseaux interconnectés 1-3
1.4 Structure industrielle actuelle 1-7
1.5 Nature de la collaboration interprovinciale 1-8

2. Initiatives de planification à l'échelle nationale 2-1

2.1 Introduction 2-1
2.2 La vision d'un réseau d'électricité national 2-1
2.3 Étude sur le réseau d'électricité national 2-4
2.4 Les provinces prennent l'initiative 2-6
2.5 L'étude du CCIE 2-8
2.6 Conclusion 2-12

3. Expériences de planification à l'échelle régionale 3-1

3.1 Introduction 3-1
3.2 Initiatives multi-provinciales 3-1
3.2.1 Le Réseau de l'Ouest 3-1
3.2.2 Le Réseau de l'Est 3-7
3.2.3 Société de l'énergie des Maritimes 3-14
3.3. Initiatives bilatérales 3-27
3.3.1 Introduction 3-27
3.3.2 Initiatives du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse 3-28
3.3.3. Énergie marémotrice de la baie de Fundy 3-30
3.3.4 Initiatives de transport sur le fleuve Nelson 3-33
3.3.5 Initiatives de Terre-Neuve (Labrador) et du Québec 3-34
3.3.6 Lower Churchill Development Corporation 3-37
3.3.7 Initiatives du Nouveau-Brunswick et du Québec 3-38
3.3.8 Initiatives du Nouveau-Brunswick et de l'Île-du-Prince-Édouard 3-40
3.3.9 Initiatives de l'Alberta et de la Colombie-Britannique 3-42
3.3.10 Initiatives de l'Alberta et de la Saskatchewan 3-43
3.4 Conclusion 3-44

4. Nature et avantages de la collaboration entre les services d'électricité 4-1

4.1 Introduction 4-1
4.2 Aspects de la collaboration entre les services d'électricité 4-1
4.3 But de la collaboration entre les services d'électricité 4-3
4.4 Aspect fonctionnel 4-4
4.4.1 Accords d'exploitation 4-4
4.4.2 Accords de planification 4-8
4.5 Accords prévoyant un acheminement en transit 4-13
4.5.1 Modes fondamentaux d'acheminement en transit 4-13
4.5.2 Vecteurs institutionnels pour effectuer l'acheminement en transit 4-14
4.6 Mécanismes de collaboration 4-15
4.7 Aspect temporel 4-18
4.8 Aspect économique 4-18
4.9 Aspect environnemental 4-19
4.10 Aspect géographique 4-19
4.11 Conclusion 4-20
4.12 Avantages en contraintes 4-20
4.12.1 Avantages 4-20
4.12.2 Contraintes 4-22

5. Ampleur de la collaboration entre les services d'électricité au Canada 5-1

5.1 Introduction 5-1
5.2 Interconnexions 5-1
5.3 Accords de collaboration en vigeur 5-7
5.4 Initiatives de collaboration futures 5-10
5.5 Rôle des producteurs indépendants 5-21
5.6 Mesures visant à encourager d'autres initiatives de collaboration 5-24
5.6.1 Mesures par les services d'électricité 5-27
5.6.2 Mesures par le gouvernement fédéral 5-27
5.6.3 Mesures par les gouvernements provinciaux 5-28
5.6.4 Mesures par les deux paliers gouvernementaux 5-28
5.7 Réponses des gouvernments provinciaux et autres 5-29
5.8 Conclusion 5-30

6. Possibilités de plus de collaboration entres les services d'électricité 6-1

6.1 Introduction 6-1
6.2 Analyses régionales 6-1
6.2.1 Région n° 1 - Colombie Britannique/Alberta/Nord-Ouest en bordure du Pacifique (É-U.)/Californie 6-3
6.2.2. Région n° 2 - Saskatchewan/Manitoba/Centre-Ouest des États-Unis 6-11
6.2.3 Région n° 3 - Manitoba/Ontario/Québec/New York/ECAR 6-14
6.2.4 Région n° 4 - Ontario/Québec/Terre-Neuve/New York/Nouvelle-Écosse . 6-19
6.2.5 Région n° 5 - Québec/Nouveau-Brunswick/Île-du-Prince-Édouard/ Nouvelle-Écosse/Nouvelle-Angleterre 6-23
6.3 Évaluation des avantages associés aux possibilités de coopération et d'aménagement à l'échelle régionale 6-30
6.3.1 Partage des réserves de production 6-31

6.3.2 Échanges de diversité saisonnière et ventes estivales 6-31
6.3.3 Nouvelles interconnexions 6-32
6.3.4 Commerce garanti à long terme 6-33
6.3.5 Sommaire des bénéfices estimés 6-33
6.4 Autres exemples d'avantages potentiels liés aux accords de collaboration . 6-41
6.4.1 Réponses au questionnaire de l'Office 6-41
6.4.2 B.C. Hydro/Alberta étude sur la coordination 6-41
6.4.3 Collaboration entre les services d'électricité de l'Ouest 6-42
6.4.4 Société de l'énergie des Maritimes 6-42
6.5 Conclusion 6-42

7. Mesures destinées à accroître la collaboration 7-1

7.1 Introduction 7-1
7.2 Pouvoirs fédéraux et provinciaux 7-1
7.2.1 Pouvoirs provinciaux 7-1
7.2.1.1 Réglementation provinciale des services d'électricité 7-2
7.2.1.2 Réglementation de la production par des entreprises autres que les services provinciaux 7-7
7.2.1.3 Conclusion 7-8
7.2.2 Pouvoirs fédéraux 7-9
7.2.2.1 Législation fédérale 7-9
7.2.2.2 Politiques fédérales 7-12
7.2.2.3 Conclusion 7-14
7.3 Récapitulation des constatations 7-15
7.3.1 Perspective historique 7-15
7.3.2 Collaboration existante entre les services d'électricité 7-17
7.3.3. Le rôle des producteur indépendants 7-19
7.4 Possibilités de collaboration accrue 7-20
7.5. Observations relatives à la collaboration accrue 7-22
7.6 Options disponibles pour encourager la collaboration 7-27
7.6.1 Option 1: Poursuivre dans la voie de la collaboration volontaire 7-28
7.6.2 Option 2: Collaboration volontaire avec suivi fédéral 7-28
7.6.3 Option 3: Constituer des organismes volontaires de planification régionale 7-28
7.6.3.1 Mandat des organismes 7-29
7.6.3.2 Responsabilités des organismes 7-30
7.6.3.3 Appartenance aux organismes 7-31
7.6.4 Option 4: Instituer des organismes de planification régionale exerçant des pouvoirs délégués par le gouvernement fédéral 7-31
7.7 Rôle des participants dans les organismes régionaux 7-31
7.7.1 Participation des services d'électricité 7-31
7.7.2 Participation des gouvernements provinciaux 7-32
7.7.3 Participation du gouvernement fédéral 7-33
7.8 Conclusion 7-34

FIGURES

Figure 5.1 - Interconnexions interprovinciales et internationales en place et potentielles (plus de 69 kv) 5-2

Figure 5-2 Capacité de transfert (MW) des interconnexions interprovinciales et internationales en place et potentielles de plus de 69 kV 5-3

Figure 6-1 - Possibilités de collaboration et d'aménagement à l'échelle régionale 6-2

Figure 6-2 - CUME nominaux en cents/kW.h des centrales nord-américaines choisies qui seront en service en l'an 2000 6-4

Figure 6-3 - Croissance potentielles de la production au Canada et dans certaines états américaines d'ici l'an 2000 6-5

Figure 6-4 - CUME nominaux du combustible en cents/kW.h des centrales nord-américaines choisies qui seront en service en l'an 2000 6-6

Figure 6-5 - Possibilités de collaboration et d'aménagement pour la région 1 6-7

Figure 6-6 - Possibilités de collaboration et d'aménagement pour la région 2 6-12

Figure 6-7 - Possibilités de collaboration et d'aménagement pour la région 3 6-16

Figure 6-8 - Possibilités de collaboration et d'aménagement pour la région 4 6-20

Figure 6-9 - Possibilités de collaboration et d'aménagement pour la région 5 6-24

TABLEAUX

Tableau 1-1 - Puissance installée des centrales par source d'énergie et par province, 1989 .. 1-12

Tableau 1-2 - Chronologie des interconnexions régionales 1-13

Tableau 1-3 - Principaux services d'électricité par province 1-14

Tableau 5-1 - Capacité des interconnexions interprovinciales existantes et potentielles 5-4

Tableau 5-2 - Capacité des interconnexions internationales existantes et potentielles 5-5

Tableau 5-3 - Mesures qui devraient être prises pour aider à la réalisation des projets futurs 5-25

Tableau 6-1 - Résumé des avantages potentiels nets, par région, associés à la collaboration et aux projets d'aménagement 6-34

Tableau 6-2 - Sommaire par type des bénéfices nets à long terme 6-40

CONSTATATIONS PRINCIPALES ET OPTIONS

Les paragraphes qui suivent font état des principales constatations qui ressortent de l'examen des mesures destinées à accroître les échanges interprovinciaux d'électricité, examen entrepris par l'Office national de l'énergie ("ONÉ") à la demande du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Les pages qui suivent renferment en outre un aperçu des moyens à l'aide desquels on pourrait intensifier les échanges par une collaboration accrue entre les services d'électricité.

En vertu de la Loi constitutionnelle de 1867, les pouvoirs législatifs en matière de gestion des ressources naturelles de production, de transport et de distribution d'électricité sont dévolus principalement aux provinces. Les provinces ont également compétence en ce qui a trait aux installations de production situées sur leur territoire et sur les réseaux de transport intraprovincial. Dans toutes les provinces, c'est le gouvernement provincial qui contrôle l'aménagement des nouvelles installations de production et de transport par les services d'électricité ou par d'autres promoteurs, et qui réglemente le prix de l'électricité vendue aux consommateurs.

La compétence de l'Office en vertu de la Loi sur l'ONÉ dans le domaine de l'électricité se limite à la réglementation des exportations et des installations reliées à des lignes de transport internationales et à des lignes interprovinciales désignées.

En l'espace d'un peu plus d'un siècle, l'industrie de l'électricité au Canada, constituée initialement de centrales électriques exploitées isolément et répondant à des besoins locaux, a évolué et est aujourd'hui un tissu de réseaux panprovinciaux interconnectés. De façon générale, dans chaque province, la planification, la mise en place et l'exploitation de tout le réseau de production et de transport interconnecté sont entièrement intégrées et relèvent d'un seul service d'électricité. En général, la structure de l'industrie qui s'est développée a permis d'assurer à la province un approvisionnement en électricité efficient et fiable. La planification et l'exploitation des réseaux provinciaux obéissent à un principe fondamental : fournir au consommateur un approvisionnement en électricité fiable, au moindre coût.

Historiquement, les services d'électricité sont parvenus à l'objectif précité quasi exclusivement par le recours à des moyens de production appartenant aux services d'électricité (par la construction et l'exploitation de centrales et de lignes de transport). Toutefois, le processus traditionnel-planification-aménagement-exploitation est en train de se transformer à plusieurs égards, et en profondeur. Dans

certaines provinces, des producteurs indépendants ("PI") sont maintenant en concurrence pour la livraison d'électricité à des réseaux provinciaux. De plus, les services d'électricité s'acheminent maintenant vers un processus de planification intégrée des ressources, au moindre coût, dont la mise en oeuvre se fait en tenant compte des options de développement aussi bien du côté de l'offre que du côté de la demande. En même temps, avant d'approuver de nouveaux projets de production d'électricité, certaines provinces commencent à exiger que les services d'électricité démontrent qu'ils ont considéré toutes les options en ce qui a trait à l'offre (incluant leur propre production, les PI et l'achat de puissance de d'autres services d'électricité). L'incidence de la production d'électricité sur l'environnement préoccupe de plus en plus les gouvernements, les services d'électricité et le public, et ceci se reflète dans une réglementation environnementale plus stricte. Ces préoccupations environnementales affectent les choix de modes de production, les combustibles utilisés, les coûts, la sélection des sites des nouvelles installations, ainsi que le choix entre les alternatives côté offre ou demande.

Bien que l'objectif principal des services d'électricité canadiens ait été de répondre à la demande provinciale intérieure, les services publics ont quand même cherché à obtenir une sécurité et des avantages économiques additionnels, au moyen d'interconnexions avec d'autres réseaux. Aussi, un certain degré de collaboration existe-t-il déjà entre services d'électricité voisins au Canada, et entre services canadiens et américains, collaboration qui se traduit par des avantages pour les clients des entreprises d'électricité. Bien que la collaboration ait connu une progression au fil des dernières années, il existe encore un potentiel de bénéfices à tirer d'une collaboration accrue.

Dans le cadre du présent examen, nous avons procédé à une série d'analyses afin de quantifier les avantages nets à longue échéance que l'on pourrait tirer d'une collaboration accrue entre le services d'électricité, aussi bien dans l'optique du commerce interprovincial qu'international. Les analyses ont été réalisées à partir de renseignements fournis par les services d'électricité, et d'autres renseignements publiés; ces analyses donnent un ordre de grandeur approximatif des avantages réalisables. On a présumé que les bénéfices se réaliseraient à compter de l'an 2000; les prévisions sont donc exprimées en dollars de l'an 2000 et leur valeur est actualisée à l'année 2000, sur la base d'un taux d'escompte annuel réel de 6 %. Voici un tableau récapitulatif des évaluations :

Type de transaction	Bénéfices escomptés (en milliards de $)
Échanges de diversités saisonnières/ Ventes estivales	5,8$_a$ à 6,4$_a$
Nouvelles interconnexions	0,6
Ventes garanties à long terme	16,6 à 25,5
TOTAL	23,6 à 32,5

Note: (a) : les échanges de diversités saisonnières et les ventes estivales sont mutuellement exclusives.

Certaines des transactions de diversité saisonnière, de ventes estivales et de ventes garanties à long terme anticipées supposeraient un acheminement en transit.

De plus, on a évalué, à la faveur de l'étude menée parallèlement sur l'accès au transport et sur l'acheminement en transit, les avantages à court terme qui découleraient de transferts accrus d'énergie d'économie, y inclus des échanges bilatéraux et de l'acheminement en transit entre des réseaux non voisins, dans l'est du Canada et dans le nord-est des États-Unis (Ontario, Québec, Maritimes, New York et Nouvelle-Angleterre). La valeur totale des échanges bilatéraux possibles dans cette région sur une période de cinq ans a été évaluée à quelque 3 milliards $, en dollars de 1990. On a estimé que ces avantages seraient de 10 % supérieurs, s'il y avait accès à des services d'acheminement en transit. Des débouchés de transferts d'énergie à court terme sont susceptibles de se présenter aussi dans d'autres régions.

Ces estimations montrent que les avantages potentiels d'une collaboration accrue entre les services d'électricité sont significatifs, et justifient la poursuite d'efforts de la part des services d'électricité, de même que des gouvernements provinciaux et fédéral, pour les réaliser.

Bien que les résultats des analyses montrent qu'il existe des possibilités importantes d'accroître la collaboration interprovinciale, une part importante des avantages globaux qui résulteraient d'une collaboration accrue découleraient vraisemblablement d'un accroissement des échanges d'électricité entre

le Canada et les États-Unis. Pour maximiser les bénéfices des échanges internationaux, il pourrait être souhaitable que les services d'électricité canadiens concluent des ententes de partenariats. Une telle collaboration entre services d'électricité au Canada pourrait avoir pour effet de hausser la quantité et la qualité des exportations, et d'en accroître aussi la valeur.

Comme la compétence en matière d'électricité appartient principalement aux provinces, il est largement de leur ressort, du fait du contrôle des services d'électricité qu'elles exercent, de promouvoir des échanges d'électricité accrus, par une meilleure collaboration entre les compagnies d'électricité. Provinces et entreprises pourraient en arriver à une meilleure collaboration en encourageant la planification à l'échelle des régions, avec la possibilité de pouvoir abaisser les coûts de l'énergie pour le consommateur. En outre, dans certains cas, l'environnement pourrait bénéficier d'une approche privilégiant de manière systématique la planification régionale, la protection de l'environnement étant appelée à gagner de plus en plus en importance.

Dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, des progrès importants ont été réalisés pour ce qui est d'assurer et de protéger la fiabilité de l'approvisionnement en électricité des réseaux interconnectés, principalement parce que les services d'électricité ont consenti pendant nombre d'années à se conformer volontairement à des critères de planification des réseaux et à des codes d'exploitation élaborés sous l'égide du North American Electric Reliability Council ("NERC"). Bien qu'il soit souhaitable d'intensifier les activités de collaboration entre les services d'électricité pour obtenir des bénéfices économiques supérieurs, ces bénéfices ne doivent pas être obtenus au détriment de la fiabilité.

À la lumière des constatations de l'Office, des moyens d'encourager la collaboration entre les services d'électricité ont été identifiés. Nous croyons que ces options, sans être exhaustives, donnent un bon aperçu des solutions que les parties intéressées pourraient envisager.

OPTION 1 - Poursuivre dans la voie de la collaboration volontaire

Notre examen a montré que les services d'électricité canadiens collaborent déjà entre eux et font le commerce interprovincial et international de l'électricité. Dans la première option, les services d'électricité continueraient à mener des négociations sur une base volontaire, généralement de service à service, dans le but d'accroître les échanges dans la mesure des débouchés qui se présentent. Les ententes entre services d'électricité se concluraient dans le cadre des politiques

et des règlements provinciaux et fédéraux existants. Le gouvernement fédéral prendrait part à l'étude et à la mise en oeuvre de projets interprovinciaux et internationaux futurs, dans le contexte des politiques fédérales en vigueur.

OPTION 2 - Collaboration volontaire avec suivi fédéral

Dans cette option, les services d'électricité et les provinces continueraient à agir comme maintenant, mais le gouvernement fédéral observerait de façon régulière les progrès réalisés dans la collaboration, et ferait le point sur ses constatations dans le cadre du présent examen. Il s'attacherait particulièrement aux améliorations réalisées dans le domaine de la collaboration et aux aspects dans lesquels aucun progrès n'a été réalisé. Les rapports sur ces observations seraient des documents publics et seraient mis à la disposition des deux paliers de gouvernement, des services d'électricité et des autres intervenants et parties intéressées, à des fins de décisions quant à la suite des événements.

OPTION 3 - Constituer des organismes volontaires de planification régionale

Dans cette option, des services d'électricité canadiens, de concert avec leurs voisins américains créeraient, sur une base volontaire, des organismes de planification régionale dont le principal objectif serait d'identifier les occasions de collaboration accrue des services concernés. L'envergure de ces organismes serait très variable, mais, ultimement, ces organismes pourraient s'engager dans des activités de planification intégrée des ressources au moindre coût sur une base régionale, et leur fonctionnement serait pleinement coordonné au sein d'un ensemble homogène. Ces organismes rechercheraient avant tout les améliorations «économiques» en matière de planification, de développement et d'exploitation de systèmes interconnectés, de la même façon que le font les conseils régionaux du NERC en ce qui concerne la «fiabilité». Les organismes pourraient aussi s'intéresser aux améliorations «environnementales» qu'il serait possible de réaliser par la collaboration. Le rôle du gouvernement fédéral dans le processus de planification régionale consisterait à participer, avec les provinces et les services d'électricité, à l'élaboration de politiques et de mesures visant à offrir, à des conditions équitables, l'accès au transport et à des services d'acheminement en transit aux services d'électricité et aux PI, au-delà des frontières provinciales et internationales. Entre autres choses, le gouvernement fédéral pourrait aussi aider les organismes de planification régionale à adopter des objectifs et des paramètres de planification économique

cohérents qu'ils utiliseraient dans l'analyse des diverses solutions possibles, et continuerait à promouvoir l'essor du commerce de l'électricité et à suivre les progrès réalisés en la matière.

OPTION 4 - Instituer des organismes de planification régionale exerçant des pouvoirs délégués par le gouvernement fédéral

Option comparable à l'option 3, à la différence que le gouvernement fédéral exercerait les prérogatives qu'il pourrait posséder pour résoudre des différends sur des questions touchant le commerce international d'électricité et l'acheminement en transit, aussi bien international qu'interprovincial.

AVANT-PROPOS

Le document du gouvernement fédéral sur la politique canadienne en matière d'électricité, qui a été diffusé en septembre 1988, portait sur les nouvelles mesures de réglementation des exportations d'électricité ainsi que sur la construction et l'exploitation de lignes internationales de transport. Cette année-là, le gouvernement fédéral a également formé le Comité consultatif sur la confluence énergétique pour consulter les Canadiens dans le but ultime d'élaborer un programme d'options énergétiques pour le siècle prochain. À l'automne de 1988, le Comité consultatif a publié son rapport intitulé «Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXI[e] siècle» dans lequel il déclare que «le gouvernement du Canada pourrait jouer un rôle de chef de file essentiel dans la suppression des obstacles au commerce interprovincial» et il fait deux propositions précises :

- il faudrait organiser la production d'électricité en collaboration à l'échelle interprovinciale, lorsque cela est économiquement viable; et

- le gouvernement du Canada devrait préciser les conditions dans lesquelles une province peut avoir accès, sur une base commerciale, au réseau de transport ou de distribution d'électricité d'une autre province pour faire parvenir son électricité à un marché qu'elle ne peut atteindre qu'en traversant cette autre province.

Le gouvernement fédéral a reconnu que des questions difficiles d'ordre pratique et juridictionnel devraient être réglées avant de pouvoir déterminer si des mesures politiques particulières s'imposent dans ces domaines. Par conséquent, le ministre fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé à l'ONÉ d'examiner le rôle que le gouvernement fédéral pourrait jouer dans l'élimination les obstacles au commerce interprovincial de l'électricité. De façon plus précise, le Ministre a demandé à l'Office de mener un examen et de présenter un rapport sur les mesures qui peuvent être prises pour :

- accroître le commerce interprovincial de l'électricité;

- encourager une plus grande collaboration entre les services d'électricité pour ce qui est de la planification et de l'aménagement des réseaux; et

- permettre aux acheteurs et aux vendeurs d'électricité d'avoir un accès commercial à la capacité de transport disponible à travers des provinces intermédiaires par acheminement en transit.

Dans le cadre de cet examen, l'Office a mené deux études distinctes. La première porte sur la collaboration entre les services publics d'électricité et constitue le fondement du présent rapport. La deuxième, qui porte sur l'acheminement en transit et l'accès au transport, forme une partie d'un deuxième rapport.

L'Office a constaté qu'un examen de cette envergure nécessiterait le rassemblement et l'analyse d'une grande quantité de données et de renseignements. Il a donc pris plusieurs mesures pour constituer la base d'information nécessaire. Le personnel de l'Office a préparé, entre autres, un document intitulé «Collaboration entre les services d'électricité : un cadre conceptuel» ainsi qu'un «Questionnaire sur la collaboration entre les services publics d'électricité» conçu pour rassembler l'information relative aux accords de collaboration qui existent ou qui pourraient exister entre un groupe particulier de services d'électricité canadiens. En mars 1990, ces documents ont été envoyés aux gouvernements provinciaux, aux services publics d'électricité et autres parties intéressées. En outre, le personnel de l'Office a examiné les démarches faites par le passé pour planifier la production et la distribution de l'électricité aux échelles nationale et régionale et il a évalué les coûts comparatifs de production afin de cerner les possibilités de coopération accrue entre les services d'électricité canadiens. En décembre 1990, il a envoyé les résultats de ces examens et ces évaluations, ainsi que la synthèse qu'il avait faite des réponses au questionnaire, aux provinces et aux services d'électricité canadiens pour qu'ils les examinent et fassent leurs commentaires. Au printemps et à l'été de 1991, le personnel de l'Office et les représentants des provinces et des services d'électricité se sont rencontrés à plusieurs reprises pour étudier les documents fournis. L'information qui est ressortie de ces entretiens et des commentaires reçus par la suite a été incluse dans le présent rapport et en fait partie intégrante.

Dans le cadre du processus de consultation, l'Office entend solliciter les commentaires des parties intéressées sur les résultats de ces études préliminaires. Ces consultations jetteront les bases d'un dialogue productif sur les options qui sont offertes pour accroître les échanges interprovinciaux d'électricité.

REMERCIEMENTS

Le présent rapport n'aurait pu être réalisé sans la participation à part entière des gouvernements provinciaux, des services d'électricité canadiens et des autres parties intéressées. L'Office a grandement apprécié leur contribution.

APERÇU DU RAPPORT

Dans le chapitre 1, nous décrivons l'évolution des réseaux électriques interconnectés canadiens, la structure existante de l'industrie, la taille relative de chaque réseau provincial ainsi que les principaux services d'électricité faisant affaires dans chaque province.

Le chapitre 2 porte sur les mesures prises antérieurement par les gouvernements fédéral et provinciaux pour faire valoir le concept d'un «réseau national» qui aurait raccordé les réseaux d'électricité d'un océan à l'autre au moyen de lignes de transport à très haute tension. Dans des sections séparées, nous analysons les deux grandes propositions qui ont été mises de l'avant au cours des 30 dernières années, l'une au cours des années 60 et l'autre, dans les années 70. Nous soulignons les difficultés inhérentes à la promotion d'un organisme national qui aurait transcendé les différents intérêts des provinces et des services d'électricité relevant de la compétence de celles-ci.

Dans le chapitre 3, nous examinons les initiatives prises par le passé pour encourager la mise en place de réseaux d'électricité ou d'organismes multi-régionaux ou régionaux, de préférence aux structures nationales. Notre étude est axée sur les tentatives de création d'un réseau de l'Ouest, d'un réseau de l'Est et d'un réseau des Maritimes. Nous mettons l'accent sur les difficultés liées à la création d'organismes régionaux pour la planification et la mise en place des installations de production et de transport de l'électricité. Nous examinons ensuite les initiatives bilatérales interprovinciales qui ont été prises, dont bon nombre ont été appuyées par le gouvernement fédéral, et nous tentons d'expliquer les raisons de leur succès.

Pour mieux comprendre ce qu'on entend par collaboration entre les services d'électricité, nous établissons au chapitre 4 un cadre générique de collaboration qui sert à définir la nature et les avantages de la collaboration. Nous décrivons les types d'accords qui ont été conclus, à savoir les accords intraprovinciaux, interprovinciaux et internationaux. Nous définissons ensuite les différents modes de collaboration, allant de la coordination de l'exploitation à court terme à la coopération dans la planification à long terme des réseaux. Pour chacune de ces catégories, nous définissons plusieurs formules de collaboration. En dernier lieu, nous menons une analyse qualitative des contraintes et des avantages associés à une collaboration accrue.

Le cadre de collaboration entre les services publics d'électricité décrit au chapitre 4 a constitué le fondement d'un questionnaire qui a été envoyé aux gouvernements provinciaux, aux services d'électricité

et aux autres parties intéressées. À partir des réponses à ce questionnaire, nous décrivons au chapitre 5 la collaboration qui existe actuellement au Canada entre les services d'électricité. Nous examinons les accords nationaux et internationaux en vigueur ainsi que les projets d'accord faisant l'objet de négociations actives. En dernier lieu, nous étudions les mesures que les gouvernements fédéral et provinciaux ainsi que les services d'électricité pourraient prendre pour encourager des initiatives futures semblables.

Dans les chapitres précédents, nous examinons la collaboration entre les services d'électricité surtout sur un plan qualitatif, mais dans le chapitre 6, nous décrivons l'étude menée pour quantifier les débouchés qui existent dans le domaine de la coopération et du développement régional. Reconnaissant le fait que la plupart des services d'électricité canadiens sont interconnectés au moyen de lignes interprovinciales et internationales, nous avons tenu compte non seulement des occasions d'accroître les échanges interprovinciaux, mais également des échanges internationaux potentiels. Des provinces et des États choisis ont été groupés pour former ce qu'on appelle des «régions naturelles d'aménagement», c'est-à-dire des régions qui se prêtent naturellement à un aménagement concerté. Pour chacune de ces régions, nous avons calculé les coûts de production à long terme et les coûts de transport connexes applicables à des provinces et à des États particuliers. Nous avons ensuite utilisé ces données pour comparer l'avantage économique ou la marge potentielle de négociation des réseaux de la région sur les plans du commerce interprovincial et du commerce international. À la lumière de ces comparaisons, nous avons dégagé des observations et des conclusions sur les débouchés commerciaux potentiels et sur les obstacles à l'accroissement du commerce entre les services d'électricité. En dernier lieu, nous avons analysé des plans d'aménagement choisis au sein des régions pour quantifier les avantages qu'une collaboration accrue entre les services d'électricité pourrait procurer.

Le chapitre 7 est le dernier chapitre du rapport. Nous précisons d'abord les pouvoirs conférés aux gouvernements fédéral et provinciaux par la Loi constitutionnelle dans le domaine de l'aménagement et de la gestion des installations de production, de transport et distribution de l'électricité et nous insistons en particulier sur les mesures que le gouvernement peut prendre pour susciter et réaliser des changements. Dans ce chapitre, nous rassemblons également les grandes constatations des chapitres précédents et nous décrivons les facteurs qui pourraient favoriser une collaboration accrue entre les services d'électricité. En dernier lieu, nous soumettons une gamme d'options à l'examen des parties intéressées et nous décrivons les mesures que les services d'électricité, ainsi que les gouvernements fédéral et provinciaux, pourraient prendre pour favoriser la collaboration entre les services d'électricité.

1. LES RÉSEAUX CANADIENS INTERCONNECTÉS

1. LES RÉSEAUX CANADIENS INTERCONNECTÉS

1.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous décrivons l'évolution des réseaux canadiens électrique interconnectés. Nous indiquons comment chaque province canadienne produit de l'électricité ainsi que la taille relative de chaque réseau provincial puis nous énumérons les principaux services qui font affaire dans chaque province.

1.2 L'évolution de l'industrie productrice d'électricité

La première entreprise canadienne d'électricité a été fondée à Pembroke (Ontario), en 1884. À cette époque-là, l'électricité était produite en majeure partie par des centrales thermiques alimentées par des combustibles fossiles situées près des centres de consommation car le transport de l'électricité se faisait dans un rayon de quelques milles seulement, au moyen de lignes à faible tension. C'était notamment le cas des villes de Montréal et de Toronto ainsi que des centres de consommation de la Colombie-Britannique et des Prairies. Peu de villes étaient aussi privilégiées qu'Ottawa avec ses aménagements hydro-électriques à proximité, et la plupart ont dû attendre l'avènement du transport sur longue distance pour bénéficier des avantages que présentaient les vastes ressources hydrauliques du Canada.

Les progrès technologiques importants qui ont été réalisés au tournant du siècle ont accéléré le développement de l'énergie hydro-électrique. Le courant alternatif a remplacé le courant continu comme moyen de transport de la puissance, et la mise au point du régulateur de vitesse hydraulique a permis l'installation de génératrices en parallèle ainsi que la mise en place de réseaux intégrés. En outre, l'évolution de la technologie de protection et de contrôle a permis d'améliorer la fiabilité et la sécurité des réseaux.

En 1897, on a entreprit l'installation de la première ligne de transport longue distance au Canada à la suite de la mise au point du transformateur électrique. Cette réalisation, qui a permis de transporter l'énergie électrique, à une tension de 11 kV sur une distance de 29 km jusqu'à Trois-Rivières (Québec), a été suivie d'un accroissement rapide de l'utilisation de la puissance hydro-électrique dans l'ensemble du pays. Vers 1900, toutes les provinces, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard et du territoire qui constitue maintenant la Saskatchewan, pouvaient s'enorgueillir

de leurs centrales hydro-électriques. Cependant, ces centrales étaient de taille modeste, et seules les provinces du Québec, de l'Ontario et de la Nouvelle-Écosse avaient une capacité totale excédant 10 MW. La capacité hydraulique installée au Canada s'établissait alors à 133 MW.

Durant les premières années, l'industrie minière et l'industrie des pâtes et papiers ont compté pour un pourcentage élevé de la capacité de production comme en atteste l'installation en 1989 de la première génératrice d'une capacité nominale de 5,5 kW à l'usine de pâtes Laurentide au Québec. A ce moment-là, d'autres usages industriels de l'électricité comprenait l'extraction de l'or, au Yukon, et l'irrigation, en Colombie-Britannique.

Vers 1920, la capacité de production installée totale au Canada avait atteint 2 000 MW et, même si quelques industries privées et des municipalités ont décidé de produire de l'électricité pour répondre à leurs propres besoins, les économies d'échelle ont stimulé l'établissement de vastes réseaux de production, de transport et de distribution. En général, ces réseaux fonctionnaient comme des services publics.

Vers 1930, la capacité de production installée du Canada avait plus que doublé pour passer à 4 700 MW, mais de 1935 à 1939, les conditions économiques ont ralenti le rythme de construction. Par contre, de 1940 à 1945 la Seconde Guerre mondiale a stimulé la construction de nouvelles installations pour ensuite connaître un autre ralentissement vers la fin des années 40. L'expansion industrielle d'après-guerre a de nouveau relancé la construction et, cet essor, jumelé au rythme croissant du développement résidentiel et agricole, a obligé les centrales à répondre à une demande très forte d'où l'ajout d'installations au réseau en place. Les ressources hydrauliques ne pouvaient pas à elles seules répondre aux besoins en installations nouvelles, et les années 1950 ont marqué le début d'un vaste programme de construction de centrales thermiques classiques au Canada.

Vers 1968, la capacité installée du Canada atteignait presque 36 000 MW, dont 25 000 MW étaient le fait de centrales hydro-électriques et environ 11 000 MW, de centrales thermiques. Pour la première fois, les accroissements annuels de la capacité thermique égalaient presque ceux de la capacité hydro-électrique.

Les années 1960 ont vu l'avènement de la puissance nucléaire : la première centrale d'envergure a été aménagée à Douglas Point (Ontario) en 1967. Au cours des deux décennies suivantes, des

centrales nucléaires ont été construites à Pickering (centrale de 4 124 MW comptant 4 groupes de 515 MW et 4 groupes de 516 MW)) et à Bruce (centrale de 6 470 MW constituée de 4 groupes de 769 MW, 2 groupes de 837 MW et 2 groupes de 860 MW) en Ontario, à Gentilly (centrale de 638 MW) au Québec, et à la pointe Lepreau (centrale de 635 MW) au Nouveau-Brunswick.

L'accroissement de la taille des groupes et des centrales nucléaires s'est fait de pair avec celui des groupes et des centrales hydro-électriques et thermiques classiques. En effet, le premier groupe hydro-électrique installé à Les Cèdres, Québec en 1914, avait une capacité de 9 MW comparativement à 450 MW dans le cas des groupes mis en place à Churchill Falls au Labrador en 1971. La taille des centrales hydro-électrique est passée de 72 MW à Les Cèdres, en 1914, à 5 328 MW à LG-2 au Québec, en 1981. La taille des groupes thermiques classiques est passée de quelques mégawatts dans les années 1880 à 574 MW (Lennox), Ontario en 1976-1977, tandis que celle des centrales thermiques classiques, qui était de moins de 10 MW les premières années, a augmenté à 4 000 MW (Nanticoke, Ontario) de 1973 à 1978.

Vers 1989, la capacité de production installée totale du Canada s'élevait au-dessus de 102 000 MW, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de presque 8 % depuis 1900. De 1960 à 1989, cette croissance moyenne annuelle a été de 5,3 %. Sur l'offre totale d'électricité en 1989, les centrales hydro-électriques représentaient quelque 57 % de la capacité installée et quelque 63 % de l'énergie produite. Le tableau 1.1 indique la répartition de la capacité de production installée, par combustible et par province. Il montre clairement la prépondérance de la capacité de production hydro-électrique à Terre-Neuve, au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, et celle de la production thermique dans les autres provinces. Cette répartition de la production a eu une incidence majeure sur l'aménagement des lignes de transport. Il devrait être souligné qu'à Terre-Neuve, la majeure partie de la production hydro-électrique est concentrée au Labrador (Churchill Falls, 5 429 MW), qui est éloigné des principaux centres de consommation de l'Île. Le gros de la production est transporté au Québec dans le cadre d'un contrat avec Hydro-Québec.

1.3 Développement de réseaux de transport et de réseaux interconnectés

Au Canada, la croissance des grandes centrales s'est faite parallèlement à la mise en place de réseaux de transport dont la tension et la capacité allaient croissants; elle est d'ailleurs tributaire

de ces réseaux de transport. Ces progrès ont permis d'établir des réseaux électriques intégrés et d'accéder plus économiquement aux emplacements hydro-électriques éloignés.

Comme c'est le cas notamment des provinces dotées des plus grands réseaux électriques, les tensions de transport utilisées dans les années 1930, 1940 et 1950 (soit 69 kV, 120 kV et 230 kV) ont cédé le pas aux tensions actuelles en courant alternatif (315-345 kV, 500 kV et 735 kV) et en courant continu (±450 kV et ±500 kV). À ce propos, il faut mentionner au premier chef la ligne de transport de 735 kV qui relie Manic-Outardes, la baie James et Churchill Falls aux centres de consommation du Québec, les réseaux de transport de 500 kV de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ainsi que la ligne de transport en courant continu à haute tension reliant le fleuve Nelson à Winnipeg. Ces aménagements remontent aux années 1960 et 1970 pendant lesquelles la capacité de transfert des lignes de transport est passée de quelques centaines à des milliers de mégawatts.

L'intégration des réseaux provinciaux s'est faite simultanément à l'établissement d'interconnexions de transport internationales et par la suite, interprovinciales. Ces raccordements ont été aménagés pour profiter des avantages anticipés, qui peuvent inclure la réduction des coûts découlant de la baisse des besoins en réserve installée, la capacité d'installer des groupes électrogènes plus gros et plus économiques, la diminution des besoins en réserves d'exploitation, la diversité saisonnière et les échanges d'énergie d'économie. Parmi les avantages prévus, on comptait également la fiabilité accrue du réseau et l'aide en cas d'urgence.

En raison de la géographie et, dans certains cas, de la diversité saisonnière de pointe, il a été généralement plus avantageux pour les services publics canadiens d'établir des interconnexions internationales de préférence aux interconnexions interprovinciales. Néanmoins, lorsque les services publics l'ont jugé à propos, ils ont aménagé également des interconnexions interprovinciales.

Le tableau 1.2 présente une chronologie des grandes interconnexions régionales. Actuellement, on compte 33 grandes interconnexions interprovinciales dont la capacité nominale totale est de quelque 10 000 MW. Il existe également deux interconnexions de 230 kV entre l'ouest et l'est de l'Ontario. Comme l'indique le tableau 1.2, la première interconnexion à 230 kV a été aménagée entre le Québec et l'Ontario en 1928, suivie de dix autres interconnexions de 230 kV et de 115 kV reliant les centres de consommation des deux provinces, de 1928 à 1966. En 1956,

une interconnexion de 115 kV a été mise en place entre le Manitoba et le réseau de l'ouest de l'Ontario. D'autres raccordements entre le Manitoba et l'ouest de l'Ontario ont été mis en service à une tension de 230 kV en 1972 et 1973. Entre-temps, des interconnexions de 230 kV ont été aménagées entre les réseaux de l'ouest et de l'est de l'Ontario, en 1969 et 1972. À compter de 1961, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse ont été raccordés par une ligne de transport de 138 kV, suivie d'une deuxième ligne semblable en 1965. Par la suite, une interconnexion de 345 kV a été construite en 1976. L'aménagement d'interconnexions entre les centres de consommation du Québec et du Nouveau-Brunswick a débuté en 1965 par une ligne de transport de 69 kV, suivie d'un raccordement en courant continu et d'une ligne de transport de 230 kV en 1972 puis d'un autre raccordement en courant continu ainsi que d'une ligne de transport de 345 kV en 1985. Pour livrer l'énergie électrique provenant de Churchill Falls, trois lignes de transport de 735 kV ont été établies entre Churchill Falls et le réseau d'Hydro-Québec en 1971, 1972 et 1973 respectivement. Le Manitoba et la Saskatchewan ont été raccordés au moyen d'une ligne de 138 kV en 1960, qui a été portée à 230 kV en 1968, d'une deuxième ligne de 230 kV en 1972 et d'une troisième de 230 kV en 1979. On compte aussi deux interconnexions de 115 kV entre ces deux provinces. Des interconnexions de transport ont été établies entre l'Alberta et la Colombie-Britannique en 1973 à une tension de 138 kV et, en 1985, à une tension de 500 kV. En 1977, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard ont été raccordés au moyen de deux câbles sous-marins de 138 kV. Enfin, la dernière interconnexion construite au Canada entre les réseaux électriques continentaux a été mise en service en 1989 : une ligne de transport de 230 kV de la Saskatchewan a été raccordée à une ligne de transport de 138 kV de l'Alberta via un ondulateur-convertisseur de courant continu.

Il existe actuellement plus de 100 lignes internationales de transport pour les échanges d'électricité avec les États-Unis dont 36 interconnexions de puissance en blocs d'une tension nominale de 69 kV ou plus, offrant une capacité de transfert de puissance totale de 13 500 MW.

Les progrès technologiques réalisés dans le domaine de la production et du transport ainsi que les économies d'échelle connexes ont donné lieu au fil des ans à des groupements de réseaux de production, de transport et de distribution interconnectés et, en fin de compte, à des réseaux interprovinciaux et internationaux interconnectés. Au début, ces réseaux appartenaient à des intérêts privés ou à des municipalités, mais vu l'importance croissante de l'électricité et la certitude dans plusieurs juridictions que celle-ci pourrait être fournie à meilleur prix sous régie publique, la plupart des réseaux ont fini par devenir des services publics provinciaux. Ontario

Hydro a été la première société d'État du genre en 1906 même si sa création n'a pas empêché subséquemment la délivrance de permis de production d'électricité à un certain nombre d'usines de pâtes et de papiers en Ontario.

Dès 1910, le Québec a créé la Commission des eaux courantes de Québec pour réglementer la construction et l'exploitation de barrages ainsi que la production de puissance. Cependant, toutes les installations électriques sont demeurées privées jusqu'à la création d'Hydro-Québec en 1944, année où les installations de la Montreal Light, Heat and Power Company ont été achetées. En 1963, le Québec s'est porté acquéreur des installations restantes et, l'année précédente, BC Hydro avait fait de même avec la B.C. Electric Company, dans la foulée du mouvement d'étatisation amorcé dans les années 1940.

Après la Première Guerre mondiale, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba et la Nouvelle-Écosse ont emboîté le pas à l'Ontario et ont créé des organismes chargés de produire et de distribuer la puissance électrique. En 1918, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (CEENB) a été fondée et, l'année suivante, la Commission électrique du Manitoba voyait le jour tout comme la Nova Scotia Power Commission. Depuis sa création, la CEENB est le principal service d'électricité de la province, mais le Manitoba et la Nouvelle-Écosse ont d'abord partagé les tâches entre les services privés et les services publics. Nous soulignons, cependant, que les services privés du Manitoba et de la Nouvelle-Écosse ont été intégrés plus tard aux réseaux gouvernementaux provinciaux. Récemment, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a annoncé son intention de vendre des actions de la Nova Scotia Power Corporation à des investisseurs privés.

Comme en Ontario, l'industrie de l'électricité de la Saskatchewan est sous régie publique depuis très longtemps. La Saskatchewan Power Commission, qui est devenue la Saskatchewan Power Corporation, a été créée en 1929. Au début, elle s'occupait d'acheter des centrales appartenant aux municipalités qui constituaient la principale source de puissance de la province. Depuis ce temps, elle est devenue le principal producteur provincial.

Pour encourager l'exploitation des ressources dans le Nord canadien, le gouvernement fédéral a créé, en 1948, la Commission d'énergie du Nord canadien (CENC), pour construire et exploiter des installations électriques dans le Nord. La Commission a relevé le défi en construisant à la fois

des centrales hydro-électriques et thermiques, mais elle a été abolie suite à la création de la Yukon Energy Corporation en 1987 et de la Northwest Territories Power Corporation en 1988.

Les services privés d'électricité privés ont été à l'avant-scène tout au long du développement de l'industrie de l'Alberta, de l'Île-du-Prince-Édouard et de Terre-Neuve. En outre, des services d'électricité appartenant à des municipalités ont été actifs longtemps en Alberta et à l'Île-du-Prince-Édouard. La Newfoundland and Labrador Power Commission (connue maintenant sous le nom de Newfoundland and Labrador Hydro) appartenant à la province a joué un rôle de plus en plus important dans l'expansion des installations électriques à Terre-Neuve.

L'industrie minière ainsi que des pâtes et papiers exploitent encore beaucoup de centrales qui leur appartiennent. Le plus grand établissement industriel autoproducteur au Canada est Aluminium du Canada, Limitée (ALCAN). En effet, cette société exploite une capacité hydro-électrique totale de 2 827 MW répartie entre six centrales en Colombie-Britannique et au Québec.

1.4 Structure industrielle actuelle

En vertu de la Loi constitutionnelle, la production, le transport et la distribution de l'électricité relèvent principalement de la compétence des provinces. L'industrie canadienne d'approvisionnement d'électricité s'est donc organisée suivant les lignes de délimitation provinciales. Dans la plupart des provinces, l'industrie est hautement intégrée : quelques services publics principaux assurent la majeure partie de la production, du transport et de la distribution. Même si quelques-uns de ces services sont privés, la grande majorité sont des sociétés d'État ou de la Couronne provinciales. Les services publics majeurs sont énumérés dans le tableau 1.3.

Parmi les principaux services d'électricité, on compte en 1989 huit sociétés d'État provinciales, deux sociétés d'État relevant des administrations territoriales, cinq services privés et deux services municipaux. En 1989, les services publics provinciaux représentaient environ 82,5 % de la capacité installée totale et ont fourni environ 82 % de la production totale d'électricité. Les cinq services privés représentaient 5,8 % de la capacité totale du Canada et environ 7,3 % de la production totale. Les services municipaux affichaient 1,6 % de la capacité installée du pays, mais seulement 0,8 % de la production totale. Deux sociétés d'État territoriales possédaient 0,3 % de la capacité installée totale et ont fourni 0,2 % de la production totale du pays.

Outre les 17 principaux services d'électricité énumérés au tableau 1.3, on compte environ 60 grands établissements industriels qui produisent de l'électricité surtout pour répondre à leurs besoins. Certains d'entre eux vendent également de l'énergie aux réseaux ou aux services de distribution municipaux. Il s'agit principalement d'usines de pâtes et papiers, d'exploitations minières et d'alumineries. En 1989, ces établissements autoproducteurs représentaient environ 6,0 % de la capacité totale et ont fourni environ 8,0 % de la production totale d'électricité au Canada. Depuis 1970, leurs parts de capacité et de production ont chuté de moitié.

Outre les grands services d'électricité et les établissements industriels, il existe au Canada environ 364 services de moindre importance situés pour la plupart en Ontario. Il s'agit surtout de services municipaux, mais on compte quelques entreprises privées. La majeure partie de ces services n'ont pas de centrales et s'approvisionnent auprès du principal service d'électricité de leur province. En 1989, ces services de moindre importance assuraient 3,8 % de la capacité totale et ont fourni 1,7 % de la production totale.

À la lumière de ce qui précède, il est évident que la structure actuelle de l'industrie canadienne de l'électricité est dominée par les services publics provinciaux à intégration verticale. En général, ils fonctionnent comme des monopoles qui sont réglementés par les provinces pour tout ce qui a trait à l'approvisionnement en électricité, ce qui comprend la production, le transport et la distribution, et ils ont pour mandat de fournir un approvisionnement fiable en électricité au moindre coût. En 1983, le mandat d'Hydro-Québec a été modifié pour faciliter l'exportation d'électricité.

Comme l'électricité est principalement fournie par des services publics provinciaux, les réseaux d'approvisionnement ont été aménagés en tenant compte des limites et des intérêts de chaque province. Leur taille et leur structure ont été, jusqu'à un certain point, déterminées par les réalités politiques et constitutionnelles plutôt que par les forces économiques locales, et ces facteurs ont également influencé le caractère, l'étendue et la chronologie des interconnexions interprovinciales et internationales.

1.5 Nature de la collaboration interprovinciale

Les interconnexions interprovinciales ont été aménagées pour les mêmes raisons que les interconnexions intraprovinciales et visaient les avantages mentionnés ci-haut.

En général, une convention d'interconnexion entre deux services d'électricité est en vigueur pendant une longue période (p. ex. 30 ans). Elle prévoit une aide mutuelle dans les situations d'urgence et permet d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement d'énergie en blocs par une exploitation concertée, de réaliser des économies par le biais d'échanges de puissance excédentaire et, dans la mesure jugée souhaitable par les deux parties, de réaliser des économies supplémentaires en procédant à un développement coordonné. La convention définit les diverses catégories de capacité et d'énergie a être échangées, les réserves de planification et d'exploitation à maintenir ainsi que la propriété, l'exploitation et l'entretien des installations d'interconnexions. Ce genre d'entente ne prévoit pas l'intégration complète des fonctions de planification et d'exploitation ni la propriété partagée des grandes installations, (par exemple, telles qu'examinées dans le concept de la Société de l'énergie des Maritimes - voir la section 4.2.3).

Jusqu'à récemment, les provinces ont préféré en général construire leurs propres installations de production au lieu de conclure avec d'autres provinces des contrats de longue durée pour l'achat de puissance et d'énergie garanties. Elles n'étaient pas disposées à sacrifier une part importante d'autonomie ni à renoncer aux avantages immédiats, sur le plan des recettes et de l'emploi, associés à la construction d'installations provinciales malgré la perspective d'avantages économiques nets à long terme. Les exceptions à cette règle sont la Maritime Electric qui détient 10 % des actions de la centrale Dalhousie n° 2 de 200 MW au Nouveau-Brunswick, l'achat par Hydro-Québec de la majeure partie de la production de Churchill Falls et les ventes de puissance d'Hydro-Manitoba à Ontario Hydro du début au milieu des années 1970. Ces exemples étaient motivés par les avantages économiques par rapport aux solutions de rechange dans la province.

Nous constatons maintenant un changement d'attitude de la part d'au moins quelques provinces comme en attestent les exemples suivants.

a) En octobre 1987, Ontario Hydro et Hydro-Manitoba ont annoncé l'achat par Ontario Hydro de 200 MW de puissance garantie sur une période de cinq ans débutant le 1er novembre 1998.

b) En décembre 1989, Ontario Hydro et Hydro-Manitoba ont conclu un contrat visant la vente d'un maximum de 1 000 MW de puissance garantie à Ontario Hydro sur une période de 22 ans à compter du 1er novembre 2000.

c) En 1991, Hydro-Québec commença l'achat de puissance de pointe garantie d'Énergie Nouveau-Brunswick.

d) Maritime Electric a conclu une entente de participation proportionnelle d'une durée de trois ans avec Énergie NB concernant un bloc de 20 MW provenant de la centrale n° 1 de la Pointe Lepreau. Cette entente a été approuvée par la Public Utility Commission de l'Île-du-Prince-Édouard.

e) Maritime Electric négocie actuellement des ententes de participation proportionnelle avec Énergie NB et la NSPC concernant des parts des centrales Belledune n° 2 et Point Aconi n° 1 respectivement, pour la vie de ces centrales.

f) Newfoundland and Labrador Hydro et Hydro-Québec négocient actuellement la vente à long terme à Hydro-Québec de la production des centrales hydro-électriques de Gull Island et Muskratt Falls dont on projette l'aménagement sur le cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador.

Outre ces exemples, nous devons souligner que les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba et leurs services d'électricité mènent des études visant à exploiter les possibilités analysées dans le rapport de mai 1990 du groupe de travail sur la collaboration entre les services d'électricité de l'Ouest ("Western Electric Utility Cooperation Group") ainsi que dans l'étude de coordination C.-B.- Alberta de 1989. Selon cette dernière étude, les avantages potentiels s'établiraient entre 600 millions et 1,2 milliard de dollars (dollars de 1988) pour la période de 1990 à 2010, dépendant du degré de coordination.

NOTES EN FIN DE CHAPITRE

Pour rédiger ce chapitre, nous nous sommes inspirés grandement des ouvrages suivants :

. divers numéros de «L'énergie électrique au Canada» publiés par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Canada.

. «The Structure of the Canadian Electricity Supply Industry», document interne du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Canada.

«Interprovincial Cooperation in Electric Systems Development», document interne du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Canada.

Tableau 1.1 **Puissance installée des centrales par source d'énergie et par province, 1989**

	Hydro	Charbon	Nucléaire	Mazout	Gaz Naturel	Autre	Total
				(MW)			
T.-N.	6 660	0	0	799	0	0	7 459
I.P.É	0	20 [1]	0	122	0	0	142
N.-É	386	1 162	0	594	0	19	2 161
N.-B.	903	298	680	1 578	0	62	3 521
Qc	26 530	0	685	1 337	8	5	28 565
Ont.	7 849	10 581	11 238	2 527	449	64	32 708
Man.	3 641	389	0	3	4	23	4 060
Sask.	836	1 531	0	24	433	22	2 846
Alb.	734	5 267	0	15	1 577	336	7 929
C.-B.	10 849	0	0	244	1 032	374	12 499
Yukon	82	0	0	46	0	0	128
T.N.-O.	53	0	0	124	20	0	197
Canada	58 523	19 248	12 603	7 413	3 523	905	102 215

Source: Statistiques de l'énergie électrique Volume II, Statistique Canada, Catalogue 57-204.
Énergie, Mines et Ressources Canada.

Note: [1]copropriété de 20 MW de Dalhousie G.S. au Nouveau-Brunswick

Tableau 1.2 **Chronologie des interconnexions régionales**

Interconnexion	Tension (kV)	Mise en service
Québec-Ontario	230	1928
Québec-Ontario	115	1930 [1]
Québec-Ontario	230	1932
Québec-Ontario	115	1933 [1]
Québec-Ontario	115	1940 [1]
Québec-Ontario	230	1941
Québec-Ontario	115	1942
Québec-Ontario	115	1949
Québec-Ontario	115	1949
Manitoba-Ontario	115	1956 [2]
Manitoba-Saskatchewan	230	1960
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1961
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1965
Québec/Nouveau-Brunswick	69	1965
Québec-Ontario	115	1966
Québec-Ontario	115	1966
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1969
Labrador-Québec	735	1971
Labrador-Québec	735	1972
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1972
Manitoba-Saskatchewan	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	±80(CC)	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1973
Labrador-Québec	735	1973
Alberta/Colombie-Britannique	138	1973
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	345	1976 [3]
Nouveau-Brunswick/Ile-du-Prince-Édouard	138	1977 [4]
Nouveau-Brunswick/Ile-du-Prince-Édouard	138	1977 [4]
Manitoba-Saskatchewan	230	1979
Alberta/Colombie-Britannique	500	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	±80(CC)	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	345	1985
Saskatchatchwan-Alberta	230	1989

Notes:
[1] Constructions de 230 kV.
[2] Construite en 1931; interconnectée en 1956
[3] Exploitée à 138 kV jusqu'en 1979.
[4] Câble sous-marin

Toutes les interconnexions sont en courant alternatif (CA) sauf les installations Québec/Nouveau-Brunswick qui sont en courant continu (CC). Toutes les interconnexions Québec-Ontario et les deux interconnexions Québec/Nouveau-Brunswick en courant alternatif sont des liaisons de sous-station (en ce sens qu'elle ne sont pas reliées à l'ensemble du réseau, mais à une section isolée de réseau).

Tableau 1.3 **Principaux services d'électricité par province**

Province	Service	Propriété
Yukon	Yukon Energy Corporation	Territoriale
Territoires du Nord-Ouest	Northwest Territories Power Corporation	Territoriale
Colombie-Britannique	British Columbia Hydro and Power Authority	Provinciale
	West Kootenay Power	Privée
Alberta	Alberta Power Ltd.	Privée
	Edmonton Power	Municipale
	TransAlta Utilities Corporation	Privée
Saskatchewan	Saskatchewan Power Corporation	Provinciale
Manitoba	Hydro-Manitoba	Provinciale
	Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg	Municipale
Ontario	Ontario Hydro	Provinciale
Québec	Hydro-Québec	Provinciale
Nouvelle-Écosse	Nova Scotia Power Corporation	Provinciale
Ile-du-Prince-Édouard	Maritime Electric Co. Ltd.	Privée
Nouveau-Brunswick	Énergie NB	Provinciale
Terre-Neuve	Newfoundland and Labrador Hydro	Provinciale
	Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	Privée

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Note: Nova Scotia Power a été privatisé en 1992.

2. INITIATIVES DE PLANIFICATION À L'ÉCHELLE NATIONALE

2. INITIATIVES DE PLANIFICATION À L'ÉCHELLE NATIONALE

2.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous examinons les tentatives faites pour faire valoir le concept d'un réseau d'électricité national qui devait relier les services d'électricité provinciaux d'un océan à l'autre. Dans des sections séparées, nous analysons les deux grandes propositions pour un réseau national qui ont été mises de l'avant au cours des trente dernières années. Nous soulignons également les difficultés inhérentes à la promotion d'un organisme national pour opérer un tel réseau.

2.2 La vision d'un réseau d'électricité national

C'est dans un discours prononcé par le Premier ministre John Diefenbaker à Kitimat (Colombie-Britannique), le 24 août 1959, que l'idée d'un réseau d'électricité national canadien a été exprimée pour la première fois par un politicien contemporain. En guise d'introduction, le Premier ministre a parlé de la possibilité d'établir un consortium d'électricité dans les Maritimes ainsi que des échanges d'électricité qui se faisaient entre l'Ontario et le Québec, l'Ontario et le Manitoba, et le Manitoba et la Saskatchewan. Il a ajouté ensuite qu'il pouvait imaginer un réseau d'électricité national qui s'étendrait de la rivière Hamilton, à Terre-Neuve, au fleuve Columbia et à la rivière Taku, en Colombie-Britannique.[1] Le Premier ministre reconnaissait que les problèmes techniques associés au transport de l'énergie électrique sur de longues distances s'interposaient dans cette vision, mais il croyait que ces obstacles pouvaient être surmontés. Selon lui, des quantités considérables de puissance à bon marché pouvaient déborder et être acheminées en transit, des régions disposant de surplus aux régions déficitaires à travers le pays.[2]

En juillet 1960, le ministre des Affaires du nord et des ressources a développé l'idée avancée par le Premier ministre. Il préconisait l'établissement d'un réseau d'électricité transcanadien qui permettrait de distribuer l'électricité dans toutes les régions du pays et qui présiderait à la mise en valeur de «grandes réserves dont surabondent les régions éloignées de tout le nord canadien».[3]

---

1 Notes d'un discours du Premier ministre, le très honorable John G. Diefenbaker, devant les Associated Boards of Central B.C. à Kitimat, le 24 août 1959, p. 18.

2 Ibid.

3 DÉBATS DE LA CHAMBRE DES COMMUNES - COMPTE RENDU OFFICIEL, Troisième session, Vingt-quatrième législature, 27 juillet 1960, p. 7339.

Messieurs Diefenbaker et le ministre n'étaient pas les seules personnes enthousiasmées par la perspective d'un vaste réseau d'électricité transprovincial. Le directeur général de la Saskatchewan Power Corporation, soutenait qu'un tel réseau aurait des retombées importantes pour toutes les parties intéressées. Le directeur général de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, abondait dans le même sens; selon lui, un réseau national plus fort constituait «la forme des choses à venir».[4] Le président de la Commission de l'énergie hydro-électrique de l'Ontario, réclamait une vaste étude visant à déterminer le meilleur plan de mise en valeur des ressources énergétiques canadiennes au cours des quarante prochaines années. De plus, le président de la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba, préconisait la mise en place d'un réseau de transport en courant continu qui serait ancré au Yukon à une extrémité, formerait un grand arc au-dessus du bassin du fleuve Nelson au Manitoba et viendrait s'ancrer au Labrador, à l'autre extrémité.

Dès 1962, l'idée avait fait suffisamment son chemin pour que monsieur Diefenbaker décide de prendre des mesures concrètes. Dans le discours du trône lu à la Chambre des Communes en 1962, le gouvernement a indiqué qu'il avait convoqué les provinces pour discuter des mesures à prendre pour aménager des installations pour le transport de l'énergie électrique sur de longues distances de façon à relier les provinces et, tôt ou tard, toutes les régions du pays.[5] Dans les lettres qu'il avait adressées aux premiers ministres provinciaux, il expliquait que la conférence aurait pour objet d'évaluer les avantages liés aux interconnexions inter-régionales, de débattre des façons de régler les problèmes associés au transport de l'électricité sur de longues distances ainsi que de définir les rôles que les deux niveaux de gouvernement pourraient jouer dans la planification et la recherche nécessaires à la réalisation d'un tel projet.[6]

La proposition du gouvernement fédéral a été fort bien accueillie même si quelques-uns ont exprimé certaines réserves. En réponse au discours du trône, l'opposition a souligné que certaines provinces ne verraient pas d'un bon oeil l'intervention du gouvernement fédéral dans un domaine

---

4 R.E. Tweeddale, Shape of things to Come in Electric Power, THE MONETARY TIMES, juillet 1962, p. 16.

5 DÉBATS DE LA CHAMBRE DES COMMUNES - COMPTE RENDU OFFICIEL, Cinquième session, Vingt-quatrième législature, 18 janvier 1962, p. 2.

6 Notes de l'allocution d'inauguration prononcée par le Premier ministre, le très honorable John G. Diefenbaker, à la Conférence fédérale-provinciale sur le transport de l'énergie électrique sur de longues distances, à Ottawa, le 19 mars 1962 (p. 8 du texte anglais).

de compétence presqu'exclusivement provinciale.[7] En fait, les gouvernements du Québec et de Terre-Neuve ont exprimé leurs réserves sur la proposition. Comme monsieur Diefenbaker était lui-même sensible aux problèmes constitutionnels que sa proposition soulevait, il a déclaré que le gouvernement fédéral avait l'intention comme toujours de respecter les compétences et les prérogatives des gouvernements provinciaux.[8] Cependant, il a souligné que les projets interprovinciaux dans le domaine de l'énergie intéressaient directement le gouvernement fédéral. De toute évidence, il pensait que le gouvernement fédéral devait intervenir dans la planification d'un réseau d'électricité national. La plupart des provinces, qu'elles fussent d'accord ou non avec cette idée, étaient disposées à répondre.

La Conférence fédérale-provinciale sur le transport de l'énergie électrique sur de longues distances a eu lieu à Ottawa, le 19 mars 1962. Dans ses observations préliminaires, monsieur Diefenbaker a expliqué pourquoi, selon lui, cette initiative s'imposait. Il a d'abord déclaré que le transport de l'énergie électrique sur de longues distances aurait des retombées importantes pour les provinces participantes. Deuxièmement, il a indiqué que selon lui, un réseau d'électricité national serait l'équivalent du chemin de fer transcontinental, de l'autoroute transcanadienne, de l'aviation civile canadienne et des réseaux de radio et de télévision pan-canadiens. Selon lui, toutes ces réalisations constituaient des forces unificatrices du pays.[9] En dernier lieu, il a souligné que la mise en valeur des ressources hydro-électriques du Nord nécessitait l'établissement de lignes de transport vers les marchés du Sud.

Un paragraphe de l'allocution de monsieur Diefenbaker mérite probablement d'être cité au complet parce qu'il démontre que sa vision d'un réseau d'électricité national était doublée d'un certain pragmatisme :

> Le gouvernement fédéral reconnait qu'un réseau d'électricité national ne saurait être mis en place en quelques heures. L'aménagement d'installations de transport ... devrait se faire au moment et dans l'ordre voulu pour servir au mieux les intérêts du pays. Il serait évidemment irréaliste et futile d'installer une connexion particulière s'il n'existait pas

---

7 DÉBATS DE LA CHAMBRE DES COMMUNES - COMPTE RENDU OFFICIEL, Cinquième session, Vingt-quatrième législature, 25 janvier 1962, pages 88 et 89.

8 Notes d'une allocution d'inauguration prononcée par le Premier ministre, le très honorable John G. Diefenbaker, à la Conférence fédérale-provinciale sur le transport de l'énergie électrique sur de longues distances, à Ottawa, le 19 mars 1962 (p. 7 du texte anglais).

9 Ibid.,p.2

d'abord un marché pour l'électricité produite ou si celle-ci ne pouvait être livrée à un coût unitaire économique. Il serait également illogique de planifier des réseaux régionaux sans tenir compte pleinement de la faisabilité et du caractère souhaitable des connexions inter-régionales. Les interconnexions devraient être conçues et planifiées en fonction de cet objectif.[10]

(traduction)

2.3 Étude sur le réseau d'électricité national

Les participants à la conférence fédérale-provinciale ont convenu de constituer un comité de travail chargé d'organiser une étude sur le réseau d'électricité national, et le comité a vite conclu qu'il fallait adopter une démarche en deux étapes. La première étape consisterait à définir l'épine dorsale d'une interconnexion électrique transcanadienne, à évaluer les avantages et les coûts probables du projet et, au besoin, à recommander d'autres études. Au cours de la deuxième étape, on mènerait les études détaillées techniques et économiques recommandées à la première étape. Les objectifs ultimes étaient: (i) de déterminer la faisabilité d'un réseau d'électricité national intégré; et (ii) d'établir le fondement concret d'une politique d'intégration du réseau d'électricité national.[11]

Pour la première étape du projet, on a retenu les services de la société H. G. Acres and Company. Celle-ci a examiné les avantages que présenterait une ligne pan-canadienne de transport sous haute tension qui suivrait en grande partie un itinéraire au sud, d'Halifax à Vancouver, à proximité immédiate des principaux centres de consommation canadiens. Les variantes de ce tracé principal indiquaient comment les ressources hydro-électriques du Labrador et de la rivière La Paix pouvaient s'inscrire dans le plan national. En ce qui a trait aux ressources hydrauliques du fleuve Nelson, on présumait qu'elles seraient reliées à la ligne principale par une interconnexion contournant la rive ouest du lac Winnipeg. Les auteurs de l'étude ont conclu que le projet mis de l'avant faciliterait la mise en valeur des ressources hydro-électriques des régions éloignées du Canada et que les économies nationale et provinciales en tireraient des avantages très importants. Ils ont donc recommandé vivement qu'on procède aux évaluations de la deuxième étape.

---

[10] Ibid., p. 5.

[11] H. G. Acres and Company, NATIONAL POWER NETWORK STAGE I ASSESSMENT, janvier 1964, page ii.

Les ministres fédéraux et provinciaux ont suivi cette recommandation et, en octobre 1964, la société-conseil Ingledow Kidd and Associates a été chargée de mener les études de la deuxième étape. Elle a présenté son rapport définitif en six volumes, en février 1967. Le plan proposé par la société-conseil préconisait la mise en valeur des ressources hydro-électriques du Québec, de la Colombie-Britannique et du Manitoba ainsi que le report de la construction de centrales au charbon dans les Prairies et les Maritimes. Il présumait que les grandes centrales nucléaires deviendraient le choix privilégié pour la production de l'électricité lorsque tous les emplacements hydro-électriques économiques auraient été aménagés. Les installations nécessaires seraient toutes mises en place progressivement, comme des prolongements naturels des réseaux de transport provinciaux existants. En dernier lieu, le plan proposé présumait que seul le Manitoba accroîtrait de beaucoup ses exportations d'électricité.

Les principales conclusions des auteurs de l'étude de la deuxième étape sont les suivantes : les interconnexions et l'établissement concerté de réseaux d'électricité interprovinciaux procureraient des avantages économiques appréciables; un réseau national aurait pour effet d'accroître la fiabilité des réseaux associés et, enfin, un organisme central quelconque devait être établi pour coordonner la planification, l'aménagement et les opérations. En ce qui a trait à cette dernière constatation, les auteurs de l'étude ont souligné que "dans la mesure où l'industrie de l'électricité au Canada était alors structurée suivant les lignes de délimitation des provinces et que la coordination interprovinciale entre les réseaux était limitée, cette exigence pourrait, selon certains, avoir des répercussions importantes sur le fonctionnement de l'industrie si les avantages d'une coordination à l'échelle nationale devaient se concrétiser".[12]

Les auteurs du rapport ont recommandé également que d'autres études soient menées afin de définir les dispositions administratives à prendre pour la construction et l'exploitation d'un réseau national d'interconnexions, la planification de l'aménagement des installations nécessaires et l'établissement de la faisabilité technique des interconnexions projetées. En dépit de ces recommandations, le comité de travail fédéral-provincial s'est prononcé contre le projet de réseau d'électricité national en alléguant, entre autres, que l'étude reposait sur un nombre élevé d'hypothèses et que la grande incertitude entourant chacune de ces hypothèses semait le doute quant au bien-fondé des conclusions. Il a fait état également du caractère de l'importance des capitaux des projets mis de l'avant, d'où les risques financiers élevés de toute l'entreprise. En

---

[12] T. Ingledow & Associates Limited, NATIONAL POWER NETWORK STAGE II ASSESSMENT, vol. 1, p. 25.

troisième lieu, le groupe de travail a invoqué la perspective d'aménagement de nouvelles et grandes interconnexions avec les États-Unis selon l'axe nord-sud, projet que certains services d'électricité canadiens semblaient juger plus attrayant que l'interconnexion du réseau canadien selon l'axe est-ouest. En dernier lieu, les recommandations faites par T. Ingledow and Associates ont été partiellement remplacées par les événements : les projets hydro-électriques sur le fleuve Nelson au Manitoba et sur le fleuve Churchill (anciennement la rivière Hamilton) étaient déjà en marche sur une base indépendante, enlevant ainsi au concept de réseau national une partie de son élan original.

Au cours de l'étude menée dans le cadre de la deuxième étape, le gouvernement a élargi le mandat de la société pour inclure l'examen des réseaux d'électricité régionaux. On jugeait que ces réseaux pouvaient constituer une étape intermédiaire entre des réseaux provinciaux indépendants et un réseau national à pleine échelle et qu'ils présentaient bon nombre des avantages de ce dernier sans certains de ses inconvénients. À la lumière de ces considérations et des observations mentionnées au paragraphe précédent, le comité d'étude a conclu qu'on devrait accorder dans le futur la priorité à l'aménagement de raccordements régionaux plutôt qu'à un réseau d'électricité transcanadien.

2.4 Les provinces prennent l'initiative

Même si chacun des réseaux interconnectés canadiens ont connu une expansion indépendente tout le long des années 1960 et au début des années 1970, l'idée d'un réseau national n'avait pas été abandonnée pour autant. Dans un document diffusé en octobre 1972, David Cass-Beggs, président de B.C. Hydro and Power Authority, a déclaré que les interconnexions régionales étaient inutiles aux fins du partage de l'électricité produite par les grandes centrales ou des échanges d'énergie à une échelle importante. Il préconisait un véritable réseau national par opposition à des réseaux régionaux isolés et reliés par des connexions symboliques.[13] La société-conseil Leighton & Kidd Limited était également de cet avis et, en mars 1973, elle a présenté au gouvernement fédéral un mémoire demandant qu'on ré-évalue le concept d'un réseau national.[14]

---

[13] David Cass-Beggs, Energy in Transition, ENGINEERING JOURNAL, février 1973.

[14] Leighton & Kidd Limited, A NATIONAL ELECTRIC POWER POLICY FOR CANADA, mars 1973.

Le gouvernement fédéral a réservé un accueil plutôt tiède à ces idées. Le 23 janvier 1974, il a annoncé à la Conférence des premiers ministres sur l'énergie que la politique du gouvernement fédéral consisterait à renforcer les interconnexions régionales selon les recommandations de l'étude de 1967. Pour faciliter l'expansion de ces interconnexions, le gouvernement fédéral était disposé (i) à assurer jusqu'à la moitié des études sur les interconnexions et (ii) à financer jusqu'à 50 % des coûts en capital des projets approuvés en consentant des prêts aux taux préférentiels pratiqués dans le cas des sociétés d'État ou de la Couronne, lorsque les ressources des provinces et-ou les installations étaient insuffisantes. Dans le cadre de cette politique, l'expression «interconnexion régionale» désigne une connexion entre deux ou plusieurs provinces ou une connexion entre des parties régionales identifiables des réseaux d'électricité d'une province.

À la rencontre de janvier 1974 où le gouvernement fédéral a annoncé cette politique, plusieurs provinces ont fait valoir des points de vue très différents. Dans leur première intervention, les premiers ministres de Terre-Neuve, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard et du Manitoba ont tous appuyé le concept d'un réseau national. La déclaration du premier ministre de Terre-Neuve était fort représentative à cet égard. En effet, celui-ci a affirmé qu'un réseau national permettrait le développement hâtif des ressources hydrauliques renouvelables ainsi que la libre circulation de cette forme d'énergie dans toutes les régions du pays qui en avaient besoin.[15] Le lendemain, la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan, l'Ontario et le Nouveau-Brunswick ont appuyé cette idée. Le gouvernement fédéral a répondu que toute initiative visant l'établissement d'un réseau national devait émaner des provinces et que tant que les provinces ne jugeraient pas ce projet réalisable, le gouvernement fédéral se contenterait d'accroître les interconnexions régionales. Cette démarche fondamentale a été developpée dans une lettre adressée à chaque province une semaine plus tard. Chaque répondant a été invité à faire part de ses commentaires détaillés sur le projet de réseau national et sur la meilleure façon de procéder.[16]

Au mois d'août suivant, toutes les provinces avaient répondu à cette lettre et les commentaires étaient positifs dans la plupart des cas. Le premier ministre de la Colombie-Britannique souhaitait que les provinces intéressées mènent immédiatement une étude et il proposait le raccordement des

---

15 Conférence fédérale-provinciale des premiers ministres sur l'énergie de 1974, Compte rendu sténographié, Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes, page 125.

16 Voir le dossier 6760-0 d'EMR, vol. 1.

réseaux de transport de l'Est et de l'Ouest au moyen d'une ligne de 750 milles de longueur qui s'étendrait du fleuve Nelson au Manitoba à la baie James, au Québec. Selon lui, on pouvait installer une ligne semblable entre la rivière La Paix et le fleuve Nelson. Le Québec n'acceptait pas cependant d'emblée l'idée d'un vaste réseau d'électricité national et ce, pour des motifs de fiabilité et d'ordre économique. Selon le Québec, il n'en était pas de même de l'expansion bilatérale à petite échelle du réseau interconnecté car les interconnexions tant interprovinciales qu'internationales procuraient déjà des avantages économiques appréciables.[17]

Malgré les réserves exprimées, le gouvernement fédéral a jugé qu'il bénéficiait d'un appui suffisant pour soutenir une nouvelle initiative et, le 17 avril 1976, le Conseil consultatif interprovincial de l'énergie ("CCIE", un comité consultatif indépendent composé de fonctionnaires provinciaux pour considérer des questions ayant trait aux questions énergétiques) a accepté de mener une nouvelle étude. Il a sollicité la participation et l'aide financière du gouvernement fédéral, mais cette offre a été retirée par la suite. Les provinces ont accepté d'accorder au gouvernement fédéral le statut d'observateur seulement.

2.5 L'étude du CCIE

À l'automne de 1977, un groupe de travail a été constitué sous l'égide du comité de supervision des études du CCIE. Il a reçu pour mandat d'évaluer les avantages qu'on pouvait tirer d'un agrandissement normal des réseaux et de les comparer à ceux que pourrait procurer une expansion concertée des réseaux d'électricité associés.

Le groupe de travail a élaboré un «plan conceptuel» qui consistait essentiellement en un vaste réseau de transport est-ouest s'étendant de Selkirk (Colombie-Britannique) à Eel River (Nouveau-Brunswick). Il prévoyait qu'en l'absence d'un tel réseau, les services d'électricité provincial augmenteraient leur capacité de transfert de 4 800 MW entre 1980 et 2000 tandis que le plan mis de l'avant proposait un accroissement de quelque 7 520 MW réparti comme suit : (i) ligne supplémentaire de 200 MW entre la C.-B. et l'Alberta, (ii) deux nouvelles liaisons CCHT de 1 000 MW chacune entre l'Alberta et le Manitoba, (iii) deux nouvelles liaisons CCHT de 1 500 MW chacune entre Winnipeg et Sudbury, (iv) ligne CCHT additionnelle de 2 000 MW entre l'Ontario et le Québec, et (v) ligne CCHT additionnelle de 320 MW entre le Québec et le

---

[17] Voir le dossier 6760-0 d'EMR, vol. 2.

Nouveau-Brunswick. Le plan conceptuel ne prévoyait aucun accroissement de la capacité de transfert entre le Canada et les États-Unis.

Le réseau national étendu devait procurer deux principaux avantages. Le premier était d'ordre opérationnel : on tenait pour acquis que les interconnexions offriraient des possibilités de remplacer la production des centrales thermiques alimentées au mazout par l'hydro-électricité qui coûtait moins cher. Cette hypothèse a pris de l'importance en raison de la flambée des prix du pétrole au cours des années 1970. Le deuxième avantage résidait dans les réserves d'électricité : on présumait que les réserves de capacité de production pourraient être réduites d'environ 5 % en raison de la non-coïncidence des demandes de pointe des provinces et du partage implicite des réserves dans les interconnexions étendues. Les auteurs de l'étude ont également fait état d'autres avantages découlant du plan conceptuel (mise en valeur hâtive des ressources hydro-électriques, amélioration de la sécurité de l'approvisionnement et souplesse accrue face à l'évolution des politiques énergétiques et de la conjoncture extérieure), mais ils n'ont pas essayé de les quantifier.

Les avantages estimatifs nets du plan étaient très sensibles aux hypothèses concernant les prix futurs du combustible. Si ces prix ne connaissaient pas de hausse réelle, les avantages nets seraient négatifs. Si les prix montaient de 2 % par année, les avantages nets seraient modestement positifs. Par contre, si la hausse annuelle excédait 2 %, les avantages nets seraient positifs de façon appréciable. Les auteurs de l'étude ont résumé leurs conclusions comme suit : la diminution des dépenses au titre de la capacité de production et du combustible compenserait le coût des interconnexions renforcées et, d'après le plan conceptuel, on enregistrerait un avantage net modeste notamment si les prix du combustible continuaient de monter par rapport aux autres coûts.[18]

Outre l'analyse avantages-coûts du plan conceptuel mis de l'avant, l'étude du CCIE est intéressante parce que les auteurs ont tenté d'aborder quelques-uns des autres problèmes inhérents à l'évaluation du bien-fondé du projet de réseau national. Trois de ces questions valent la peine d'être soulignées : la question de savoir si le Canada tirerait plus d'avantages d'un commerce accru selon l'axe nord-sud que de l'accroissement des échanges selon l'axe est-ouest; le niveau

---

[18] Groupe d'étude sur les réseaux du CCIE, AN EVALUATION OF STRENGTHENED INTERPROVINCIAL INTERCONNECTIONS OF ELECTRIC POWER SYSTEMS, octobre 1978, vol. 1, p. 4.

de gouvernement dont le réseau national devrait relever, et les modalités de mise en place d'un réseau d'interconnexions interprovinciales renforcées.

En ce qui a trait à la première question, le groupe d'étude a souligné que les deux situations ne s'excluent pas nécessairement mutuellement et, qu'en général, les interconnexions interprovinciales accroissent l'accès aux marchés d'exportation. Idéalement, un consortium interprovincial serait exploité de façon à maximiser les avantages collectifs pour l'ensemble du Canada. Cependant, on a reconnu que cela créerait un problème : les modalités de partage des avantages entre les provinces. Le groupe d'étude n'a pas tenté de répondre à cette question. Il a simplement souligné que des compromis s'imposeraient de façon à ce que toutes les provinces enregistrent des avantages nets.

Le groupe d'étude du CCIE a examiné très sérieusement les questions de compétence soulevées par le concept d'un réseau électrique interprovincial et il a sollicité l'opinion de la faculté de droit de Dalhousie. Pour mettre ces questions constitutionnelles le plus en relief possible, il a demandé à la faculté d'examiner le concept d'un réseau interprovincial sous l'angle des pouvoirs étendus et des fonctions des provinces.[19] La question précise à laquelle elle devait répondre était celle-ci : «Peut-on établir des modalités telles que le gouvernement fédéral ne participerait jamais d'aucune façon, qu'il le veuille ou non, à la planification, à la construction et à l'exploitation du réseau?»[20] La faculté a répondu que les provinces ne peuvent avoir la garantie absolue que le gouvernement fédéral n'interviendra jamais dans l'établissement et l'administration d'un réseau d'électricité interprovincial.[21] Cependant, elle a ajouté que des facteurs politiques peuvent empêcher le gouvernement fédéral d'exercer sa compétence. Si, par exemple, le réseau était établi dans un esprit de collaboration avec le gouvernement fédéral, l'incertitude quant à la compétence serait dissipée si un organisme nommé par les deux ordres de gouvernement était chargé de l'exploitation du réseau.[22] Par contre, la probabilité que le gouvernement fédéral exerce sa compétence s'accroîtrait en fonction du degré d'intégration et d'interdépendance, ce qui laisse entendre que les provinces, si elles souhaitent minimiser la possibilité d'une intervention fédérale, devraient séparer la propriété des installations interprovinciales (appartenant aux provinces) de

---

19 Ibid., vol. II, p. 112.

20 Ibid., vol. II, annexe I, p. 1.

21 Ibid., vol. II, annexe I, p. 1.

22 Ibid., vol. II, annexe I, pages 8 et 9.

celle des installations nécessaires à un réseau intraprovincial normal (appartenant aux services d'électricité).[23]

Selon le groupe d'étude, il ne semblait pas nécessaire de créer un organisme fédéral pour planifier et mettre en oeuvre un réseau pan-canadien.[24] Il proposait plutôt la création d'un mécanisme exclusivement provincial - un conseil interprovincial de coordination des réseaux d'électricité - qui favoriserait la mise en place d'interconnexions et la mise en commun des ressources. Il s'agirait d'un organisation volontaire qui, au fil de ans, pourrait devenir une entité plus structurée responsable du financement, de la construction et de l'exploitation d'interconnexions interprovinciales renforcées, sous réserve de l'approbation des provinces. Chaque province continuerait de planifier et d'exécuter ses propres programmes d'agrandissement des installations de production. Cependant, le conseil mis de l'avant examinerait ces plans provinciaux afin de cerner les possibilités de réaliser des économies à une échelle régionale. Il serait également chargé de la coordination de l'exploitation de la capacité installée des services associés de façon à minimiser les coûts et à assurer la fiabilité à l'échelle du réseau. L'entente de mise en commun préciserait également les niveaux des réserves à maintenir et indiquerait les modalités d'utilisation de ces réserves dans les situations d'urgence.

Le groupe d'étude a souligné notamment que le flux à venir des avantages tout au long de la vie utile des interconnexions interprovinciales renforcées est des plus incertain et que, dans certains cas, il n'existe aucun lien direct entre les emplacements des éléments d'actif requis et les emplacements rentables.[25] Pour ces raisons, il a proposé que le réseau amélioré d'interconnexions soit financé par les gouvernements plutôt que par les services d'électricité. La question des modalités de partage des avantages et des coûts entre les provinces n'a pas été examinée. Le groupe d'étude a simplement présumé que les avantages nets seraient partagés équitablement entre les participants.[26]

L'étude se termine sur une note optimiste. Sans tenter de sous-estimer les difficultés inhérentes au projet, les auteurs font état des réalisations antérieures de l'industrie canadienne de l'électricité

---

[23] Ibid., vol II, annexe I, p. 44.

[24] Ibid., vol. I, p. 5.

[25] Ibid., vol. I, p. 6.

[26] Ibid., vol. I, p. 6.

et conclut que des modalités satisfaisantes visant la mise en place d'un réseau d'interconnexions interprovinciales renforcées peuvent être établies à condition que les parties souhaitent trouver une solution mutuellement satisfaisante et soient disposées à collaborer davantage à cette fin.[27]

Dans un communiqué de presse diffusé le 12 décembre 1978, le CCIE a conclu que les avantages nets que procureraient des interconnexions renforcées ne justifiaient pas leur installation, du moins à ce moment-là. Cependant, le Conseil a reconnu que quelques raccordements additionnels entre des provinces adjacentes pourraient s'avérer rentables et il a souligné que des études étaient en cours dans les quatre provinces de l'Ouest et dans la région de l'Atlantique. Il a dévoilé son intention de suivre ces développements de près.[28]

2.6 Conclusions

Malgré les efforts considérables déployés tant par les provinces que par le gouvernement fédéral au cours des années 1960 et 1970, rien qui puisse ressembler de près ou de loin à un réseau d'électricité national n'est ressorti de toutes ces démarches.

Les deux propositions mises de l'avant qui ont été examinées ont été définies comme étant de vastes plans de réseau de transport est-ouest nécessitant des dépenses en capital considérables. Même si, selon certaines hypothèses, elles pouvaient procurer certains avantages économiques nets, ni l'une ni l'autre n'étaient suffisamment intéressantes pour commander une mise en oeuvre immédiate. Les avantages économiques nets n'étaient pas suffisamment importants pour inciter les décideurs à aller de l'avant; dans les deux cas, on a conclu qu'il valait mieux privilégier des initiatives régionales plus modestes.

À la faiblesse du dossier économique favorisant l'établissement d'un réseau national s'ajoutait l'inexistence d'un mécanisme institutionnel naturel par lequel un réseau d'électricité transcanadien aurait pu voir le jour. Dans son étude, le CCIE a fait état de cette carence et a mis de l'avant le concept d'un conseil interprovincial de coordination des réseaux d'électricité qui aurait respecté les normes constitutionnelles, évolué graduellement et contribué probablement beaucoup à

---

[27] Ibid., vol. 1, p. 7.

[28] Communiqué de presse, LE RAPPORT DU CCEI ÉVALUE LA FAISABILITÉ DE L'AMÉLIORATION DES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES ENTRE LES PROVINCES, 12 décembre 1978. Voir le dossier 1135-J35 d'EMR, volume 4.

accroître la collaboration interprovinciale. Cependant, la recommandation visant la mise sur pied d'un conseil de coordination n'a pas été retenue, ce qui laisse croire que les obstacles fondamentaux à la collaboration interprovinciale résident peut-être ailleurs.

Ces obstacles sont peut-être inhérents à la structure constitutionnelle du pays dans son ensemble. Pour qu'un projet de réseau national se réalise, il faudrait que les provinces délèguent au moins certains pouvoirs à un organisme extraprovincial. Si les provinces souhaitaient garder un droit de veto sur les projets de réseau d'électricité national, elles hésiteraient à suivre cette recommandation et les prises de décisions seraient difficiles. Il faudrait que le gouvernement fédéral et les provinces parviennent à s'entendre, et l'ambiguïté quant aux compétences respectives peut nuire au règlement des différends.

Outre les problèmes d'ordre institutionnel et les questions de compétence, il faudrait régler d'autres dossiers pour qu'un réseau national voit le jour. Il y a, entre autres, le partage proposé des coûts et des avantages, la coordination du commerce international ainsi que le genre et l'emplacement des nouvelles centrales. Il faudrait qu'un organisme extraprovincial s'attaque à ces problèmes avant même qu'on puisse réaliser un projet de réseau national.

Tout cet historique aboutit à une seule et unique conclusion : le concept d'un réseau national - une entité distincte des réseaux provinciaux en place et transcendant ces derniers - est une idée qui n'a guère porté fruit. Dans les deux cas étudiés, les gouvernements ont rejeté l'idée d'un plan national au profit d'un accroissement de la collaboration régionale. Au chapitre 3, nous examinons le degré de succès de cette collaboration.

3. EXPÉRIENCES DE PLANIFICATION À L'ÉCHELLE RÉGIONALE

3. EXPÉRIENCES DE PLANIFICATION À L'ÉCHELLE RÉGIONALE

3.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous étudions l'histoire des diverses initiatives prises par les provinces et le gouvernement fédéral dans le but d'encourager la planification et l'établissement de réseaux d'électricité à l'échelle régionale. Nous examinons également les motifs sous-jacents à ces initiatives ainsi que les raisons de leur réussite ou de leur échec. Nous indiquons clairement que les mesures prises pour encourager la mise en place de réseaux d'électricité ou d'organismes *multi-provinciaux* ont échoué. À titre d'exemples, nous pouvons mentionner les tentatives de création d'un Réseau de l'Ouest, d'un Réseau de l'Est et d'un Réseau des Maritimes. Par contre, ce chapitre révèle que les initiatives bilatérales *interprovinciales*, dont certaines ont été lancées par le gouvernement fédéral, ont été très fructueuses.

3.2 Initiatives multi-provinciales

3.2.1 Le Réseau de l'Ouest

Le Comité de travail fédéral-provincial sur le transport de l'électricité sur de longues distances (1967) et le Comité de supervision des études du CCIE (1978) ont mené deux grandes études sur les initiatives de réseau national et, dans leurs recommandations, ils ont indiqué que même si un grand programme national d'interconnexions n'était pas justifié, on pouvait espérer obtenir un certain succès avec des interconnexions régionales accrues. Dans l'Ouest, au cours des années 1970, les conditions politiques et économiques se sont conjuguées pour inciter les services publics et les gouvernements provinciaux à envisager la possibilité de mettre en place un réseau régional qui regrouperait les réseaux des quatre provinces de l'Ouest.

Lors de la conférence des premiers ministres de l'Ouest qui a été tenue en avril 1978 à Yorkton en Saskatchewan, on a annoncé qu'un éventuel réseau d'électricité de l'Ouest pourrait procurer des avantages appréciables aux provinces de l'Ouest en les aidant à répondre à leurs besoins futurs en électricité. Une équipe d'étude technique a été constituée pour mener une étude de faisabilité sur un réseau qui relierait la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. Dans son rapport diffusé en février 1979, le groupe d'étude a conclu que l'interconnexion des

quatre provinces pourrait procurer des avantages substantiels. Cependant, cette constatation a provoqué diverses réactions.

De façon générale, les services d'électricité ont fait preuve de scepticisme à l'égard des constatations du groupe d'étude; selon eux, le rapport exagérait les avantages potentiels d'un réseau régional. Les gouvernements provinciaux ont accueilli le rapport plus favorablement tout en exprimant certaines réserves. Le 9 août 1979, la Colombie-Britannique a déclaré que le contenu du rapport ne saurait justifier sa participation à la mise en place d'un réseau régional. L'Alberta avait embauché un autre expert-conseil pour examiner les constatations du rapport, et ce deuxième rapport était assez favorable pour inciter les ministres de l'Énergie des trois provinces des Prairies à continuer d'étudier un projet du Réseau de l'Ouest.

À ce stade, ce sont principalement les gouvernements qui ont soutenu l'initiative. En effet, les services d'électricité demeuraient convaincus qu'un Réseau de l'Ouest ne leur procurerait pas d'avantages. Cependant, les pourparlers ministériels qui eurent lieu les mois suivants avec le support du gouvernement manitobain ont gardé le projet bien en vie. Un comité ministériel a été formé au début de 1980, et les efforts de ce comité ont abouti à la signature, le 27 mars 1980, de l'entente sur l'étude du réseau d'électricité de l'Ouest par les provinces de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba. Suite à cette entente, un comité directeur et une direction générale des études établis par les provinces ont entrepris une analyse avantages-coûts détaillée du projet de réseau.

La proposition à l'étude était une interconnexion de transport qui relierait le Manitoba, la Saskatchewan et l'Alberta et qui permettrait au Manitoba de vendre 1 000 MW de puissance garantie à l'Alberta et 500 MW de puissance garantie à la Saskatchewan, sur une période de 35 ans. Le rapport de la direction générale des études, qui a été publié en décembre 1980, a recommandé qu'une ligne de transport en courant continu sous haute tension (CCHT) de ±500 kV soit construite pour relier Henday (Manitoba) à Saskatoon puis à Calgary. Le projet prévoyait le devancement des projets de centrales hydro-électriques sur le fleuve Nelson au Manitoba, en commençant par la centrale Limestone, et le report de la construction de centrales thermiques et hydro-électriques en Saskatchewan et en Alberta. Le coût estimatif du projet qui serait réalisé de 1980 à 1987 se situait entre 1,175 et 1,35 milliard de dollars (dollars de 1980).

L'étude sur le réseau d'électricité de l'Ouest ("Réseau de l'Ouest") comprenait une analyse avantages-coûts de la vente de puissance projetée, comparée au scénario excluant cette vente, afin de déterminer les avantages nets (le cas échéant) que le Réseau de l'Ouest procurerait à chaque réseau provincial et à la région dans son ensemble. L'étude portait aussi sur l'évaluation des répercussions environnementales et socio-économiques de la vente de puissance projetée. À la lumière des données sur les coûts du Réseau et des plans fournis par les services d'électricité et en se fondant sur les diverses hypothèses quant aux facteurs de capacité, à la croissance de la charge, aux coûts et aux recettes, le comité d'étude a conclu que, globalement, les services d'électricité tireraient des avantages nets de 150 millions de dollars de la mise en place du Réseau de l'Ouest, ce qui représente l'écart entre les économies que réaliseraient l'Alberta et la Saskatchewan et la hausse des coûts pour le Manitoba et la ligne de transport d'électricité du Réseau de l'Ouest. Dans la plupart des scénarios jugés «raisonnables», les avantages nets de la vente étaient positifs pour la région des Prairies.

Dans le cadre de l'analyse des incidences environnementales, on a comparé les effets sur l'environnement de projets sélectionnés qui seraient exécutés dans le cadre du projet de Réseau de l'Ouest avec les effets d'autres projets que les provinces mettraient en oeuvre si le projet de réseau régional n'était pas réalisé. D'après l'analyse, le Réseau de l'Ouest aurait moins d'effets néfastes sur l'environnement que la construction des centrales thermiques au charbon nécessaires pour fournir 1 000 MW en Alberta et 500 MW en Saskatchewan.

L'analyse socio-économique faite dans le cadre de l'étude portait sur les emplois directs et indirects ainsi que sur les recettes qui découleraient des dépenses d'immobilisations et d'exploitation prévues dans le cas du projet de Réseau de l'Ouest. D'après les résultats de cette analyse, le Manitoba enregistrerait des gains très importants sur les plans de l'emploi et des recettes tandis que la Saskatchewan et l'Alberta accuseraient une baisse modérée dans ces deux domaines. Le comité d'étude a établi que la région des Prairies tirerait un avantage positif net, soit une augmentation de 26 000 années-personnes et une hausse des recettes de 550 millions de dollars. Dans ce volet de l'étude, il a conclu que le déplacement de la demande de main-d'oeuvre de la Saskatchewan et de l'Alberta vers le Manitoba serait avantageux pour l'ensemble de la région en réduisant la demande dans les régions où des pénuries de main-d'oeuvre étaient prévues et en l'augmentant dans une région où la demande était moindre.

Les services d'électricité de ces provinces n'étaient pas encouragés par les avantages plutôt marginaux que l'étude sur le Réseau de l'Ouest prévoyait dans leur cas. Si certains facteurs comme le taux de croissance de la charge ou les dépassements de coûts de construction changeaient sans préavis, cela pourrait signifier des pertes pour les services d'électricité si le Réseau de l'Ouest était aménagé. La durée du contrat de vente prévu était de 35 ans; pendant cette période, les prix de l'énergie pourraient fluctuer beaucoup comme ce fut le cas lors de la crise du pétrole des années 1970. Par conséquent, lors des négociations qui suivirent la divulgation de l'étude, les parties sont parvenues difficilement à s'entendre sur une tarification qui serait équitablement proportionnelle aux risques courus par les trois provinces.

Si la décision avait été laissée à la discrétion des services d'électricité, il est probable que le projet du Réseau de l'Ouest aurait été suspendu peu de temps après la diffusion du rapport d'étude de 1980. Cependant, c'est la situation économique et politique qui régnait dans l'Ouest du pays à la fin des années 1970 qui a dicté les études relatives au Réseau de l'Ouest, et ce sont ces mêmes forces qui ont incité les intéressés à poursuivre leurs efforts afin d'en arriver à une entente sur le Réseau de l'Ouest.

Les retombées socio-économiques importantes du projet de Réseau de l'Ouest qui étaient exposées dans l'étude de 1980 constituaient peut-être la seule et la plus importante motivation. De 1978 à 1980, il semblait que le projet du Réseau de l'Ouest répondait aux besoins d'ordre économique de la région des Prairies. L'économie manitobaine connaissait une récession à la fin des années 1970 et le gouvernement provincial se devait d'intervenir pour stimuler la croissance économique. Dans le discours du trône de l'Assemblée législative manitobaine de février 1980, le gouvernement a indiqué qu'il fallait exploiter les ressources hydro-électriques de la province pour relancer l'économie et donner un élan particulier à l'industrie de la construction. Au même moment, les économies de la Saskatchewan et de l'Alberta subissaient des pressions inflationnistes en raison du boom de l'industrie pétrolière. En Alberta, les méga-projets planifiés pour le pétrole lourd devaient accroître l'expansion industrielle tandis qu'en Saskatchewan, plusieurs grands projets énergétiques étaient en cours en 1980. Par conséquent, les trois gouvernements provinciaux jugeaient avantageux le transfert de l'activité économique qui s'effectuerait de la Saskatchewan et l'Alberta, alors en pleine expansion, au Manitoba qui était en récession, dans le cadre du projet de Réseau de l'Ouest.

Les facteurs politiques ont également joué en faveur du projet du Réseau de l'Ouest. À la fin des années 1970, les provinces de l'Ouest étaient aux prises avec le gouvernement fédéral au sujet du contrôle des ressources énergétiques provinciales. Si elles parvenaient à s'entendre sur un projet du Réseau de l'Ouest, elles pourraient démontré l'esprit de collaboration et la solidarité de l'Ouest. Le fait que le Réseau de l'Ouest pourrait être financé à même le Fonds du patrimoine de l'Alberta, sans l'aide fédérale, n'était pas sans importance non plus. Il y avait aussi un esprit de collaboration moins tangible entre les deux gouvernements de l'Alberta et du Manitoba. Ces deux provinces seraient les principaux actionnaires du Réseau de l'Ouest car la majeure partie de la puissance serait vendue à l'Alberta et la plupart des investissements se feraient au Manitoba.

Sous la direction du comité directeur du Réseau de l'Ouest, les négociations entre les provinces qui visaient à conclure un projet d'entente sur le Réseau de l'Ouest ont débuté en 1981. Ces négociations se sont avérées très difficiles et, en juin 1981, les provinces n'étaient parvenues à aucune entente sur le partage des coûts et des avantages. L'une des pierres d'achoppement était la proposition voulant que le Manitoba soit habilité à racheter la puissance après les dix-huit premières années du contrat si la croissance de la charge manitobaine excédait la prévision de 3 % par année utilisée dans l'étude sur le Réseau de l'Ouest. Néanmoins, en juillet 1980, le comité directeur était d'avis qu'une entente était encore possible, et un projet d'entente provisoire a été soumis au comité ministériel en octobre 1981.

La réaction politique à cette entente provisoire était partagée. Le 22 octobre, les premiers ministres du Manitoba et de l'Alberta ont révélé que les ministres provinciaux de l'Énergie s'étaient prononcés à l'unanimité en faveur de l'entente provisoire. Quoi qu'il en soit, le 23 octobre, le gouvernement de la Saskatchewan a déclaré qu'aucune entente provisoire n'avait été conclue et qu'il fallait d'abord que les gouvernements examinent le travail des comités.

Dès lors, les facteurs politiques étaient en place pour contribuer à défaire le concept mis de l'avant par le groupe d'étude sur le Réseau de l'Ouest. Il y eut aussi en novembre un changement de gouvernement au Manitoba. Le nouveau gouvernement n'était pas en faveur du projet, il a entamé des négociations avec pour objectif de s'assurer que les intérêts du Manitoba seraient protégés dans le cadre de l'entente sur le Réseau de l'Ouest. Le nouveau gouvernement a accordé plus d'attention aux préoccupations des réprésentants d'Hydro-Manitoba que ne l'avait fait le gouvernement précédent. Il a exigé qu'on modifie les conditions de l'entente afin de tirer plus

d'avantages du projet du Réseau de l'Ouest. Parmi les modifications les plus importantes, il y avait celle voulant que le Manitoba ait le droit d'annuler l'entente après 20 ans si la centrale hydro-électrique Limestone était nécessaire pour répondre à la demande manitobaine. La Saskatchewan et l'Alberta étaient disposées à accepter, à condition d'être indemnisées pour les avantages perdus.

Les négociations ont également été retardées en raison de l'élection d'un nouveau gouvernement en Saskatchewan, en avril 1982. Chaque province devenait plus sensible aux pertes susceptibles de résulter du projet du Réseau de l'Ouest car le temps était venu d'établir le libellé final de l'entente et chaque province voulait que les autres assument plus de risques en cas de pertes nettes. En juin 1982, le gouvernement albertain a annonçé qu'il suspendait l'examen du projet du Réseau de l'Ouest pour une période de deux ans, ce qui marqua le début de la fin de l'entreprise. Cette annonce suivait de près les études préliminaires menées par l'Alberta, études qui révélaient que l'aménagement hydro-électrique de la rivière des Esclaves dans le nord de l'Alberta était possible. Le coup de grâce a été porté au projet du Réseau de l'Ouest peu de temps après, soit le 19 juillet 1982, quand les trois ministres provinciaux annoncèrent leur décision de suspendre les négociations pour une période d'au moins deux ans en raison de la «détérioration des conditions économiques».

En juin 1982, la conjugaison des facteurs politiques et économiques qui, à l'origine, avait fait le projet du Réseau de l'Ouest un projet attrayant, n'existait plus. Les négociations au sujet des conditions de la vente de puissance électrique et du partage des risques liés au projet avaient achoppé. Les motifs politiques et socio-économiques sous-jacents au projet s'étaient estompés. La principale raison de l'échec du Réseau de l'Ouest est probablement la récession qui a frappé les économies albertaines et manitobaine en 1982 en raison du déclin de l'industrie pétrolière. Les pertes d'emplois et le report des investissements qui auraient accompagné le projet du Réseau de l'Ouest auraient été contre-productifs en 1982. D'autres projets susceptibles de procurer plus d'avantages que ceux prévus dans le cadre du projet de Réseau de l'Ouest ont capté l'atention des provinces: l'Alberta s'intéressait à l'aménagement de la rivière des Esclaves tandis que le Manitoba examinait la possibilité de vendre de la puissance aux marchés américains.

Le gouvernement fédéral n'a joué qu'un rôle accessoire dans le développement de l'idée d'un Réseau de l'Ouest. De 1978 à 1981, il n'a pas participé aux pourparlers, cependant la Direction

de l'énergie électrique du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources suivait la situation de près. Les provinces auraient pu tirer parti de la politique fédérale de 1974 visant le consentement de prêts pour les interconnexions régionales, mais aucune aide financière fédérale n'a été sollicitée relativement au projet du Réseau de l'Ouest avant la demande de prêts formulée par le Manitoba en janvier 1982. À ce moment-là, le Manitoba s'efforçait de maintenir vivant le projet du Réseau de l'Ouest mais il réclamait l'aide fédérale pour atténuer le coût élevé du financement de la construction de la centrale Limestone. Le gouvernement fédéral était d'avis que les avantages marginaux que l'industrie énergétique tirerait du réseau de l'Ouest ne justifiaient pas le versement de fonds dans le cadre de la politique énergétique fédérale.

Cependant, le gouvernement fédéral a envisagé d'aider le Manitoba dans le cadre de la politique de développement économique régional étant donné que l'aménagement de la centrale hydro-électrique Limestone aurait pour effet de stimuler l'économie manitobaine. Cependant, il a mis cette idée de côté en 1984 lorsque le Manitoba a signé un contrat d'exportation avec Northern States Power Corporation de Minneapolis, permettant le parachèvement de la construction de la centrale.

Les provinces de l'Ouest ont profité dans une certaine mesure des avantages anticipés du projet du Réseau de l'Ouest même si celui-ci n'a pas été réalisé. En 1989, Alberta Power et SaskPower ont mis en service une ligne d'interconnexion CCHT. En 1986, TransAlta et B.C. Hydro ont établi une interconnexion entre la Colombie-Britannique et l'Alberta pour vendre de la puissance et pour permettre à l'Alberta d'exporter de la puissance aux États-Unis. En juin 1984, Hydro-Manitoba a signé un contrat d'une durée de douze ans pour la vente de 500 MW de puissance garantie à Northern States Power. Le contrat prévoyait aussi des ventes estivales et des ventes de diversité.

3.2.2 Le Réseau de l'est

Au milieu des années 1970, l'industrie d'approvisionnement d'électricité a connu une période difficile dans l'est canadien. La plupart des services d'électricité de la région étaient de taille modeste, éloignés des grandes sources d'énergie hydro-électrique et fort dépendants de la production des centrales thermiques au mazout au moment où les prix du pétrole augmentaient en flèche. C'est en grande partie pour ces raisons que plusieurs des provinces de l'Est ont

préconisé une démarche concertée pour trouver une solution aux problèmes d'approvisionnement en électricité dans la région de l'est.

L'importance accordée aux questions énergétiques au milieu des années 1970 a donné lieu à deux conférences fédérales-provinciales sur l'énergie, l'une en janvier 1974 et l'autre, en avril 1975. Les provinces de l'Est étaient toutes d'avis qu'il fallait dans un certaine mesure prendre des initiatives régionales dans le domaine de l'électricité. Dans un énoncé de principe déposé à la conférence de 1974, le gouvernement du Québec a préconisé la création d'un Office de planification des programmes énergétiques qui entreprendrait une planification interprovinciale sur une base officielle.[1] À cette même conférence, le Nouveau-Brunswick a indiqué qu'il souhaitait la construction d'installations de transport sous haute tension qui relieraient l'Ontario et le Québec aux Maritimes de sorte que celles-ci puissent avoir accès aux surplus d'énergie disponibles dans d'autres régions du pays.[2]

À la conférence de 1975, deux des provinces les plus isolées, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve, ont demandé à Ottawa de les aider à accéder aux surplus d'énergie disponibles dans d'autres régions du pays. La Nouvelle-Écosse a demandé au gouvernement du Canada d'assurer le leadership dans la construction d'un réseau d'électricité dans l'Est qui permettrait la distribution et la vente de l'énergie hydro-électrique de Terre-Neuve et du Québec à l'ensemble des provinces de l'Atlantique.[3] Le Nouvelle-Écosse était d'avis qu'un réseau de l'Est améliorerait les perspectives de mise en valeur de l'énergie nucléaire et marémotrice dans la région et réduirait la dépendance à l'égard du pétrole. Par ailleurs, Terre-Neuve préconisait l'établissement d'un réseau national qui permettrait l'exploitation hâtive des ressources hydrauliques renouvelables et la libre circulation de cette forme d'énergie vers les régions du pays qui en avaient besoin.[4] Pendant cette période, des initiatives provinciales dans ce domaine ont été lancées dans plusieurs directions. Comme nous l'avons mentionné précédemment, le gouvernement fédéral ré-examinait le projet de réseau national et les provinces ont étudié cette proposition sous l'égide du Conseil consultatif interprovincial de l'énergie. Les pourparlers au sujet de la création d'une société de

---

1 Déclaration sur l'énergie du gouvernement du Québec, Conférence fédérale-provinciale sur l'énergie de janvier 1974, p. 34.

2 Déclaration du premier ministre du Nouveau-Brunswick Richard Hatfield, Conférence fédérale-provinciale sur l'énergie de 1974, Compte rendu sténographié, Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes, p. 304.

3 Déclaration de la province de la Nouvelle-Écosse, Conférence fédérale-provinciale sur l'énergie, en avril 1975.

4 Déclaration de la province de Terre-Neuve, Conférence fédérale-provinciale sur l'énergie, avril 1975.

l'énergie des Maritimes ont débuté peu de temps après la Conférence sur l'énergie de 1975. L'idée d'un réseau d'électricité dans l'est canadien a également germé pendant cette période.

En 1975, la Société d'ingénierie Montréal Limitée et la Société d'ingénierie Shawinigan Limitée ont co-signé deux mémoires. Le premier, intitulé «Regional Planning of Electrical Energy in Eastern Canada» portait sur l'avenir de l'industrie de l'électricité dans l'est canadien au cours des vingt-cinq années suivantes. L'autre, intitulé «Energy--Eastern Canada Region», proposait une étude sur la faisabilité de la mise en valeur de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy dans un contexte régional. Le premier des deux mémoires insistait sur la nécessité d'élaborer un plan et de prendre des décisions à l'échelle régionale afin de répondre à la demande future d'électricité. Ces deux sociétés prédisaient que la demande de pointe dans l'Est passerait de 31 600 MW en 1973 à 170 000 MW en l'an 2000. Selon elles également, la composition de la production qui était de 75 % hydro-électrique et 25 % thermique en 1975 serait de 60 % thermique et de 40 % hydro-électrique en 1995.[5] Ces mémoires avaient pour objet de susciter la réalisation d'études sur une démarche régionale visant l'aménagement de réseaux électriques dans l'Est.

En septembre 1975, les premiers ministres du Québec et des quatre provinces de l'Atlantique ont décidé d'étudier le concept de réseau régional. Cette étude avait pour objet d'examiner les avantages que des interconnexions interprovinciales accrues pourraient procurer. L'étude sur les interconnexions était axée sur les avantages possibles à court terme de l'utilisation d'interconnexions pour transporter des surplus d'énergie hydro-électrique d'un secteur d'une région à un autre. En ce qui a trait aux avantages à long terme, l'étude portait sur les retombées de l'utilisation d'interconnexions accrues pour acheminer la production de la centrale de Gull Island dont on projetait la construction au Labrador.

Pour diriger cette étude, on a créé un comité sur les interconnexions entre le Québec et les provinces de l'Atlantique. Le but de l'étude était de déterminer les moyens techniques par lesquels les cinq provinces de l'Est pourraient partager au mieux leurs ressources énergétiques pour répondre à leurs besoins collectifs. Le comité devait d'abord évaluer les surplus possibles d'hydro-électricité de la région de 1977 à 1985 puis trouver la meilleure formule de répartition à court terme de ces surplus dans la région pour remplacer la production thermique. La répartition

---

5 Société d'ingénierie Montréal Limitée et Société d'ingénierie Shawinigan Limitée, REGIONAL PLANNING OF ELECTRICAL ENERGY IN EASTERN CANADA : A BRIEF, juin 1975, p. 4.

proposée des excédents d'énergie hydro-électrique s'est faite de manière à maximiser la quantité de combustible fossile remplacée dans la mesure où cela était économiquement viable. L'hydro-électricité excédentaire devait remplacer les centrales thermiques au mazout les moins efficaces partout dans la région. L'étude prenait aussi en considération sur les contraintes exercées par les pertes d'énergie pendant le transport et la capacité de transport elle-même.

Quand les premiers ministres ont décidé d'entreprendre cette étude en septembre 1975, on prévoyait que Terre-Neuve et le Québec disposeraient de surplus importants d'hydro-électricité de 1977 à 1985. Cependant, peu de temps après le début de l'étude, la province de Québec a réduit le budget des dépenses en capital d'Hydro-Québec en 1976, ralentissant ainsi le programme de construction de la société, et Terre-Neuve a annoncé l'annulation de son projet d'aménagement hydro-électrique de Gull Island. L'étude s'est donc poursuivie suivant l'hypothèse que seule la province de Québec disposerait d'un surplus d'énergie hydro-électrique à court terme et que l'énergie de Gull Island serait disponible à compter de 1982. L'étude a porté également sur les répercussions à long terme de cette dernière hypothèse.

Le groupe d'étude a examiné deux scénarios possibles. Dans le premier scénario, Terre-Neuve construisait une ligne de transport reliant Terre-Neuve à la centrale de Churchill Falls en 1982 et commençait à rappeler 300 MW de puissance de cette centrale[6], ce que Terre-neuve pouvait faire en vertu du contrat qu'elle avait signé avec Hydro-Québec en 1969. Dans le deuxième scénario, Terre-Neuve n'était pas raccordée à Churchill Falls et tout le surplus d'hydro-électricité du Québec serait donc disponible pour être distribué aux Maritimes.

Dans le cadre de chaque scénario, le groupe d'étude a élaboré trois options pour les provinces de l'Est. Selon la première option, les surplus seraient acheminés par les réseaux de transport et les interconnexions en place ainsi que par les prolongements déjà prévus par les divers services d'électricité. Suivant la deuxième option, quelques modifications additionnelles seraient apportées au réseau du Québec pour permettre la livraison de 450 MW au Nouveau-Brunswick en tous temps. Pour réaliser ce projet, le Québec devrait investir 53 millions de dollars en sus des plans établis à cette époque. Suivant la troisième option, on pourrait livrer 800 MW en tous temps à la frontière du Québec et du Nouveau-Brunswick, mais le Québec devrait dépenser 114 millions

---

6 Rapport du comité sur les interconnexions entre le Québec et les provinces de l'Atlantique, mars 1976, p. II-1.

de dollars et le Nouveau-Brunswick 69 millions pour améliorer les installations en plus d'exécuter leurs programmes planifiés de construction.

Le groupe d'étude a estimé aussi la quantité d'énergie hydro-électrique qui remplacerait la production thermique ainsi que la quantité de pétrole qui pourrait être remplacée dans chaque scénario et chaque option. Si la première option était retenue, la quantité d'énergie électrique qui remplacerait la production thermique de 1977 à 1985 s'établirait entre 19 505 GW.h (premier scénario) et 21 734 GW.h (deuxième scénario), remplaçant ainsi entre 32,7 millions et 36,2 millions de barils de pétrole pendant la même période. Si la deuxième option était choisie, entre 20 034 GW.h et 22 334 GW.h d'énergie thermique seraient substitués et entre 33,6 millions et 37,1 millions de barils de pétrole seraient remplacés. Selon la troisième option, entre 21 378 GW.h et 25 397 GW.h d'énergie thermique seraient substitués et entre 36,6 millions et 41,6 millions de barils de pétrole seraient remplacés.[7]

Pour être en mesure de tirer des conclusions et de faire des recommandations, le groupe d'étude a examiné les répercussions économiques, techniques et environnementales des diverses options ainsi que les effets sur la balance des paiements dans chaque cas. L'analyse des surplus disponibles avait révélé que le Québec ne disposerait pas de surplus suffisants pour fournir 800 MW, ni même 450 MW, d'énergie hydro-électrique au Nouveau-Brunswick en tous temps. Les prix du pétrole devaient se situer entre 14 $ et 17 $ le baril pendant la période de 1977 à 1985 et, à lumière de ces chiffres, le groupe d'étude a conclu qu'en vertu de la première option, le remplacement du pétrole permettrait de réaliser des économies totales s'élevant entre 462 et 612 millions de dollars. Selon la deuxième option, moyennant un investissement supplémentaire de 53 millions de dollars, les économies totales s'élèveraient entre 476 et 629 millions de dollars. Suivant la troisième option, sous réserve d'un investissement additionnel de 183 millions de dollars, les économies totales s'établiraient entre 518 et 714 millions de dollars. Si la puissance de Gull Island était disponible en 1982 et si Terre-Neuve était raccordée au Labrador par une ligne de transport, un supplément de 30 à 42 millions de barils de pétrole pourraient être remplacés, d'où une économie supplémentaire de 420 à 714 millions de dollars, de 1982 à 1985.[8]

---

[7] Ibid., p. II-18.

[8] Ibid, p. III-6.

Le groupe d'étude a conclu que les interconnexions supplémentaires requises pour les deuxième et troisième options n'étaient pas justifiées, du moins à court terme. Les économies additionnelles qu'on pourrait réaliser en réduisant les achats de pétrole ne compenseraient pas le coût de l'investissement supplémentaire pour la période de 1977 à 1985. Si les plans de construction des services d'électricité n'étaient pas modifiés, les surplus d'énergie hydro-électrique acheminés du Québec au Canada atlantique permettraient de remplacer de 33 à 36 millions de barils de pétrole. Les investissements additionnels proposés permettraient de remplacer un supplément de 4 à 6 millions de barils seulement.

En ce qui a trait aux répercussions à long terme, soit après 1985, le groupe d'étude a indiqué que si la centrale de Gull Island était mise en service, il serait plus attrayant d'accroître la capacité de l'interconnexion entre le Québec et le Nouveau-Brunswick. Si un pourcentage important de la production de Gull Island était mis à la disposition des provinces maritimes pendant plusieurs années, l'investissement dans l'accroissement des interconnexions serait alors justifié. Le groupe d'étude a recommandé que d'autres études soient menées sur ces perspectives à long terme.

Outre les avantages économiques, la vente des surplus d'énergie hydro-électrique du Québec aux Maritimes aurait quelques avantages accessoires. Le rapport d'étude faisait état de quelques avantages techniques pour les réseaux des provinces en cause : diminution des réserves nécessaires, stabilité accrue, fiabilité et avantages sur le plan de la diversité de la charge. Cependant, comme le Québec était doté d'une réseau assez étendu, les provinces de l'Atlantique étaient les plus avantagées.

Le rapport d'étude a conclu également que les ventes proposées d'hydro-électricité auraient des effets positifs sur la balance des paiements du Canada. Le dollar canadien serait plus fort en raison de la diminution des importations de pétrole. Cependant, le groupe d'étude reconnaissait le fait que l'exportation aux États-Unis des surplus d'énergie hydro-électrique pourrait avoir les mêmes effets positifs, voire des effets encore plus importants, sur la balance des paiements si les surplus étaient vendus aux marchés d'exportation à un prix supérieur à celui qui serait payé par les provinces de l'Atlantique.

Par ailleurs, le groupe d'étude a conclu qu'un réseau d'électricité de l'Est aurait des effets bénéfiques sur l'environnement. L'hydro-électricité du Québec remplacerait une partie de la

production des centrales thermiques dans les provinces de l'Atlantique. D'après les calculs faits, la pollution atmosphérique dans ces provinces diminuerait de 2 %.[9] En outre, l'économie potentielle de 30 à 40 millions de barils de pétrole permettrait de contribuer à la réalisation d'un des objectifs du Canada, la conservation des sources d'énergie non renouvelable. Cependant, si les deuxième et troisième options étaient retenues, le projet aurait un impact négatif sur l'environnement car les lignes de transport supplémentaires nécessiteraient plus de terres au Québec.

Le rapport d'étude du comité sur les interconnexions entre le Québec et les provinces de l'Atlantique a été diffusé en mars 1976 et même s'il soulignait que les provinces participantes tireraient des avantages évidents à peu de frais, aucune vente du genre de celle qui était proposée dans l'étude n'a été conclue entre le Québec et les provinces maritimes. Aucune nouvelle interconnexion entre le Québec et le Nouveau-Brunswick n'a été construite jusqu'en 1985, année où une interconnexion CC dos-à-dos de ±80 kV et une ligne de transport de 345 kV ont été mises en service. Dans les années qui ont suivi, le Québec a manifesté plus d'intérêt à explorer les possibilités de vendre ses surplus d'hydro-électricité aux États-Unis que dans le Canada atlantique.

Il semble que les recommandations de l'étude aient été devancées par les événements de l'époque. Terre-Neuve avait commencé de parler pour tenter la ré-ouverture du contrat concernant la puissance de Churchill Falls. En 1976, les provinces maritimes et le gouvernement fédéral ont entamé les négociationa visant la création d'une société de l'énergie des Maritimes. De toute évidence, les provinces maritimes étaient plus intéressées par une coopération beaucoup plus intégrée et à long terme que celle qu'offrait l'étude sur le réseau de l'Est. En avril 1976, soit un mois après la diffusion du rapport du comité, les gouvernements de toutes les provinces ont accepté de participer à une étude sur la faisabilité d'un réseau national, étude qui serait menée par le Conseil consultatif interprovincial de l'énergie. Les provinces étaient encore disposées à collaborer, mais elles avaient dirigé leur attention vers d'autres initiatives.

---

9 Ibid, p. III-11.

3.2.3 Société de l'énergie des Maritimes

De 1976 à 1979, les trois provinces maritimes et le gouvernement fédéral ont tenu des pourparlers en vue de la création de la Société de l'énergie des Maritimes ("SEM"). La SEM devait être une entreprise régionale de production et de transport qui appartiendrait conjointement au Nouveau-Brunswick, à la Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard et au gouvernement fédéral. La SEM proposée aurait coordonné tous les réseaux de production et de transport en masse des Maritimes et se serait occupée de la planification régionale ainsi que de la recherche et du développement. Cependant, la SEM n'a pas été formée faute d'entente entre les provinces et le gouvernement fédéral et ce, pour diverses raisons. Les conditions qui régnaient dans les provinces maritimes en 1976 et qui avaient présidé au concept de SEM ne suffisaient plus en 1979 à aplanir les différends qui divisaient les parties suite aux négociations sur les modalités précises d'une entente.

Au milieu des années 1970, l'industrie de l'électricité dans les maritimes vivait une période difficile, ce qui a amené les gouvernements provinciaux et les services d'électricité à faire preuve de plus d'ouverture d'esprit face aux efforts déployés par le gouvernement fédéral en matière de collaboration régionale. La flambée des prix du pétrole des années 1970 avait frappé durement les entreprises des Maritimes tout particulièrement car elles étaient plus tributaires du pétrole que les services d'électricité des autres régions du Canada. Avant qu'un câble sous-marin ne relie l'Île-du-Prince-Édouard au Nouveau-Brunswick en 1977, toute l'électricité de l'Î.-P.-É. était produite à partir du pétrole.[10] En 1976, le Nouveau-Brunswick était tributaire du pétrole dans une proportion de 43 % et la Nouvelle-Écosse dans une proportion de 62 %.[11] Les coûts du combustible et les tarifs d'électricité avaient grimpé rapidement les années précédentes et on prévoyait que cette tendance allait se maintenir. En outre, les services d'électricité des Maritimes, qui étaient de taille relativement modeste, n'étaient pas en mesure d'assumer les risques financiers associés à la réalisation de grands projets de production.

Le gouvernement fédéral avait eu avantage à s'assurer que l'industrie de l'électricité des Maritimes soit la plus efficace possible. Pendant des années, il avait répondu aux demandes d'aide financière des services d'électricité des Maritimes et, comme il prévoyait d'autres sollicitations, il souhaitait

---

10 L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1976, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 1976, p.7.

11 THE MARITIME ENERGY CORPORATION--AN HISTORICAL ACCOUNT, Anne M. Lawson, Direction de l'énergie électrique, août 1987, p. III-3.

tirer le meilleur parti possible de ses investissements. Par le passé, il avait accordé son aide sous forme de prêts et de subventions dans le cadre de la Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique (adoptée en 1958) et du Conseil de développement de la région de l'Atlantique, mais en 1969, l'aide a été fournie par le ministère de l'Expansion économique régionale (MEER). Le MEER encouragea les services d'électricité des Maritimes à considérer leurs installations comme des installations régionales, mais l'intégration régionale ne s'est jamais concrétisée.

Jusqu'à la mise de l'avant du concept de SEM, le meilleur exemple de collaboration régionale était le Maritime Power Pool (MPP) fondé en 1959 par les services d'électricité du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse. Les services membres avaient réalisé quelques avantages liés à la collaboration (interconnexions et coordination des opérations), mais le MPP n'avait pas entrepris de planification conjointe à long terme ni cherché des solutions régionales aux problèmes.

Le MPP avait demandé l'aide financière fédérale en 1971 et 1972 pour renforcer l'interconnexion entre les deux provinces, mais le gouvernement était réticent à accorder une aide suplémentaire si aucune formule de planification concertée et de coordination n'était adoptée. En 1974, Ottawa a décidé de promouvoir plus activement la collaboration régionale avec l'annonce de sa politique en matière d'interconnexions régionales. Dans le cadre de celle-ci, le gouvernement fédéral paierait 50 % des études sur les interconnexions et consentirait des prêts à concurrence de 50 % du coût de l'amélioration des interconnexions régionales en place et ce, aux taux pratiqués dans le cas des sociétés d'État ou de la Couronne. Une politique en matière d'énergie nucléaire constituait le deuxième volet de cette initiative; le gouvernement fédéral offrirait des prêts à concurrence de 50 % du coût du premier réacteur installé dans une province et consentirait des prêts semblables pour un deuxième réacteur dans une province, à condition que celui-ci serve à l'ensemble de la région.

Le gouvernement fédéral a laissé entendre que les deux catégories de prêts pour l'énergie nucléaire pourraient être consenties au Nouveau-Brunswick qui allait de l'avant avec son propre programme de production nucléaire. On prévoyait que le Nouveau-Brunswick construirait deux centrales nucléaires dont l'une serait d'application régionale. Cependant, Ottawa et le Nouveau-Brunswick

n'ont pas réussi à s'entendre sur le choix de l'emplacement de la deuxième centrale.[12] Une seule centrale a été aménagée à la pointe Lepreau et le gouvernement fédéral a consenti un prêt de 350 millions de dollars par l'entremise d'Énergie Atomique Canada Limitée, en janvier 1976.

Au début des années 1970, une convergence de circonstances ont fait que l'idée d'un service d'électricité des Maritimes semblait réalisable. Chaque province maritime connaissait des problèmes qui appelaient une solution régionale. Avec l'aide financière fédérale, l'Île-du-Prince-Édouard étudiait la possibilité de mettre en place un câble sous-marin qui la relierait au Nouveau-Brunswick vers 1976. La Nouvelle-Écosse demandait l'aide fédérale pour alléger le fardeau que représentait la hausse croissante et rapide des tarifs d'électricité à la consommation. Le Nouveau-Brunswick devait vendre une partie de la production de la centrale de la pointe Lepreau afin de diminuer sa part du risque financier du projet.

Ottawa a pris les mesures voulues pour que débute l'étude d'un projet de service d'électricité pour la région des Maritimes. Le 22 juin 1976, le gouvernement fédéral a écrit à chacun des premiers ministres des Maritimes pour les iviter à participer à des études visant à déterminer la meilleure structure organisationnelle pour l'industrie de l'électricité de la région. En septembre 1976, les trois premiers ministres avaient répondu favorablement à la lettre du gouvernement fédéral, mais le Nouveau-Brunswick avait indiqué que, selon lui, la planification conjointe dans la région pourrait limiter les avantages que sa propre province tirerait de ses interconnexions externes.

Le Nouveau-Brunswick avait lui-même installé des interconnexions avec le Québec et le Maine et envisageait de les utiliser pour vendre une partie de la production de la centrale de la pointe Lepreau. Naturellement, toute la puissance circulant entre les Maritimes et les États-Unis ou le Québec aurait nécessairement été acheminée en transit par le Nouveau-Brunswick. Énergie NB a par ailleurs accueilli favorablement l'idée d'un service régional. La société voulait que l'Î.-P.-É. et la Nouvelle-Écosse partagent le risque du projet de la pointe Lepreau et jugeait que l'aide fédérale était nécessaire à cette fin. En octobre 1976, elle a produit un document intitulé «Proposal for a Maritime Energie Corporation» qui énonçait pour la première fois les objectifs particuliers de la SEM. Ce document suggérait par ailleurs que la centrale nucléaire de la pointe Lepreau soit la première entreprise à propriété conjointe de la SEM.

---

[12] Ibid, pages III-8 et III-9.

En novembre 1976, les représentants des services d'électricité et du gouvernement fédéral ont convenu de partager le coût d'une étude de faisabilité sur le projet de la SEM. En décembre, les trois premiers ministres des Maritimes ont déclaré que «grosso modo», ils étaient en faveur du concept de la SEM. En février 1977, le comité de coordination de l'étude a établi les objectifs de la SEM, lesquels ont été diffusés dans une version légèrement différente de celle du rapport d'étude de faisabilité :

1. Fournir des spécialistes compétents de la planification de réseau pour procéder à la planification régionale du réseau de production et de transport en masse desservant les trois provinces maritimes.

2. Financer et construire des projets, et assumer les responsabilités liées à la construction, à l'entretien et à l'exploitation des centrales et des installations de transport connexes en plus d'exécuter d'autres fonctions pertinentes.

3. Dans le cadre des contrats conclus, coordonner et diriger l'exploitation quotidienne de l'ensemble des installations de production et de transport en masse des Maritimes afin d'assurer un approvisionnement au plus bas coût possible et de répartir les avantages et les coûts entre tous les associés selon les droits établis.

4. Optimiser les retombées régionales des lignes de transport menant à l'extérieur de la région tout en reconnaissant les droits particuliers de chaque province.

5. Participer à des projets de recherche et de développement , de conservation de l'énergie et de gestion de la charge pour le bénéfice des services d'électricité des Maritimes.[13]

Le 1er février 1977, les gouvernements fédéral et provinciaux ont accepté en principe ces cinq objectifs.

Les travaux du comité d'étude sur la faisabilité d'une SEM ont débuté bien avant que l'entente officielle sur ce projet soit signée le 21 juin 1977. Le rapport d'étude a d'ailleurs été publié en

---

[13] MARITIME ENERGY CORPORATION FEASIBILITY STUDY, juillet 1977, pages 2 et 3.

juillet suivant. Le comité d'étude a recommandé que la SEM soit formée sous réserve de trois conditions préalables nécessaires au succès du projet :

1. la centrale nucléaire de la pointe Lepreau et la centrale thermique au charbon de Lingan (Nouvelle-Écosse) devraient constituer les premiers projets de la SEM;

2. la SEM devrait prolonger les interconnexions en place et installer des interconnexions nouvelles vers l'extérieur de la région, et le Nouveau-Brunswick demeurerait propriétaire et administrateur des interconnexions en place;

3. le gouvernement fédéral devrait offrir des formules particulières de financement.[14]

En plus de faire ces recommandations, le comité d'étude a indiqué que certaines questions litigieuses devaient être réglées dans le cadre des négociations afin que la SEM soit constituée en société. En fait, c'est essentiellement en raison de ces questions en suspens que la SEM n'a jamais vu le jour. Le choix des projets a été la première d'achoppement des négociateurs. On jugeait essentiel d'inclure la centrale de la pointe Lepreau parmi les premiers projets parrainés par la SEM afin que le Nouveau-Brunswick puisse partager les risques du projet et que la SEM ait des débuts crédibles. Cependant, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard craignaient les risques associés à un projet d'une aussi grande envergure. En outre, dans ces deux provinces, on s'opposait à la production d'énergie nucléaire. La Nouvelle-Écosse craignait également que l'utilisation de l'énergie nucléaire ne nuise à son industrie houillère.

Le sort des interconnexions externes du Nouveau-Brunswick devait également compliquer la tâche des négociateurs : Énergie NB insistait pour garder le contrôle des interconnexions en place car la société avait assumé seule les risques de leur établissement. Cependant, comme cela signifierait que les interconnexions d'Énergie NB allaient concurrencer celles installées par la SEM, d'autres participants étaient d'avis que la SEM ne fonctionnerait efficacement que lorsqu'elle finirait par assumer le contrôle de toutes les interconnexions.

La composition du personnel de direction de la SEM divisait également les négociateurs. Le gouvernement fédéral ne s'engagerait sur le plan financier envers la nouvelle organisation que s'il

---

[14] Ibid., pages 3 et 4.

avait sur place son personnel à temps plein qui agirait dans les meilleurs intérêts de la région. Les services d'électricité des Maritimes craignaient de perdre leurs attributions trop rapidement au profit de la nouvelle société; Énergie NB souhaitait que le poste de directeur général de la SEM soit d'abord occupé par un cadre d'un service existant de façon que le nouveau service régional soit sensible aux préoccupations de ses prédécesseurs. Le rapport d'étude de faisabilité recommandait que le premier directeur général et le premier président du conseil d'administration soient recrutés parmi les cadres des services participants. Cela constituerait une disposition provisoire en attendant que la SEM ait ses propres cadres à temps plein.[15]

Le comité d'étude reconnaissait qu'une entente devrait être conclue au sujet des pouvoirs juridiques de la SEM et de la mesure dans laquelle celle-ci serait assujettie à la réglementation fédérale. Toutes ces questions font partie des difficultés générales inhérentes à la création de la SEM : la perte d'autonomie des provinces et des services d'électricité et la crainte d'une influence et d'une intervention indues du gouvernement fédéral. Les parties se rendaient compte qu'elles devaient faire certains sacrifices pour faire partie de la SEM, mais elles craignaient que les avantages ne compensent pas ce qu'elles perdaient en pouvoir décisionnel.

La réaction des provinces au rapport a révélé combien il serait difficile de parvenir à une entente sur la SEM. Il semblait que les progrès réalisés par les représentants des services et du gouvernement fédéral avaient distancé la position des gouvernements provinciaux au sein desquels il y avait une absence de consensus même sur certaines questions fondamentales de la SEM. À l'Île-du-Prince-Édouard et en Nouvelle-Écosse, il semblait y avoir un manque de volonté qui commençait à ralentir le rythme des négociations sur la SEM. Par exemple, même si Nova Scotia Power avait accepté que la centrale au charbon de Lingan fasse partie des projets de la SEM, le gouvernement provincial n'avait pas encore donné son approbation.

Les négociateurs de la SEM estimaient que le temps était venu d'obtenir du gouvernement fédéral les qaranties de financement recommandées dans le rapport d'étude. Ottawa devait partager le risque du projet de la pointe Lepreau et en faire un investissement attrayant pour les services des Maritimes. Le comité d'étude avait recommandé que le gouvernement fédéral participe financièrement à tous les projets de la SEM afin d'indemniser les provinces pour leur perte d'autonomie. Il recommandait aussi que l'une des deux formules de financement de rechange soit

---

[15] Ibid., page 45.

adoptée. La première formule représentait une combinaison d'actions fédérales et de prêts jusqu'à concurrence de 50 % du coût des projets. Le gouvernement s'engagerait par contrat de longue durée à prendre 50 % de la production des projets moyennant un coût en capital de plus de 600 millions de dollars et il signerait des contrats identiques pour la vente de la puissance aux services d'électricité. Les garanties fédérales porteraient sur la non-exécution et l'abandon de tous les projets. Selon la deuxième formule de financement, le gouvernement fédéral participerait au capital-actions seulement, sans consentir de prêts. Il retiendrait par contrat toute la production et la revendrait aux services d'électricité.[16] Ottawa investirait alors beaucoup moins d'argent, et c'est cette formule que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources privilégiait.

Cependant, le plan de financement fédéral se faisait attendre en raison des divergences d'opinion entre le ministère des Finances et EMR concernant l'ampleur de l'aide fédérale nécessaire. Le ministre des Finances jugeait que le gouvernement fédéral devrait minimiser sa participation à une entreprise risquée; il devrait consentir des prêts seulement, sans donner d'autres garanties. EMR, quant à lui, jugeait que, même si le projet était solide sur le plan économique, la participation au capital-actions et les garanties du gouvernement fédéral étaient nécessaires pour inciter les provinces à s'engager. En octobre 1977, le gouvernement de l'I.-P.-É. a écrit au ministre d'EMR pour l'avertir que les premiers gouvernements des Maritimes devaient être rassurés au sujet de la participation financière du gouvernement fédéral, sinon le momentun du concept de SEM serait perdu.

En novembre, le ministre des Finances a reconnu que la réussite du projet nécessitait une participation du gouvernement fédéral. Le Cabinet a accepté en principe la recommandation du comité d'étude voulant que le Canada garantisse le risque inhérent aux projets de la SEM. EMR a été alors autorisé à négocier les détails d'un accord de financement. Le ministre d'Énergie, Mines et Ressources a convoqué les premiers ministres des Maritimes à une réunion qui a eu lieu de 23 janvier 1978 afin de débattre des modalités de la participation fédérale aux projets de la SEM, participation qui comprendrait une participation au capital-actions et à la dette ainsi que des garanties.

À la fin de cette rencontre, les quatres participants ont annoncé qu'ils enjoindraient leurs représentants de négocier les articles de l'association visant la constitution d'une Société de

---

[16] Ibid., pages 30 et 31.

l'énergie des Maritimes. Ils ont convenu de fournir à la SEM une mise de fonds initiale de 10 millions de dollars dont la moitié proviendrait du gouvernement fédéral. Le premier projet de la SEM, après la centrale de la pointe Lepreau, serait la deuxième phase de l'étude sur la mise en valeur de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy, ce qui constituait un facteur clé pour sécuriser l'appui de la Nouvelle-Écosse au projet de la SEM.

L'harmonie apparente après cette rencontre ne faisait que camoufler la discorde qui existait. En avril, il était clair que les provinces et le gouvernement fédéral ne pourraient pas s'entendre sur l'issue de la réunion de février. Selon le gouvernement fédéral, il avait été établi que la participation fédérale aux projets de la SEM représenterait 5 % du capital-actions tandis que, selon les provinces, cela constituait seulement une des nombreuses options. Le principal point de désaccord était le refinancement du projet de la Pointe Lepreau. Ottawa voulait que cette question soit réglée dans le cadre de l'entente visant la création de la SEM tandis que les gouvernements provinciaux voulaient que le gouvernement fédéral et Énergie NB négocient les garanties financières pour le projet avant que celui-ci soit confié à la SEM.

Le Nouveau-Brunswick tenait absolument à ce que le gouvernement fédéral refinance le projet de la Pointe Lepreau; il en faisait une condition préalable à son association dans la SEM. Comme il avait entrepris un programme d'énergie nucléaire au lieu de construire une autre centrale thermique et ce, seulement parce qu'Ottawa avait adopté, en 1974, une politique de soutien en matière d'énergie nucléaire, il jugeait qu'Ottawa devait assumer les risques additionnels. Le Nouveau-Brunswick réclamait une garantie de non-exécution, une garantie relative au coût en capital, une garantie de renonciation ainsi que l'amortissement prolongé du prêt que le gouvernement fédéral lui avait consenti.

Le gouvernement fédéral n'était pas disposé à répondre positivement à toutes les exigences du Nouveau-Brunswick. En juin, le Cabinet a offert une garantie d'exécution en vertu de laquelle Ottawa verserait un maximum de 1,5 million de dollars pour chaque baisse de 1 % de la production en-deçà de 75 % de la capacité de la Pointe Lepreau. Il a offert aussi de refinancer le projet de la pointe Lepreau en en faisant un projet de la SEM moyennant une participation de 4,8 % au capital-actions de la centrale. Les négociations avec Énergie NB ainsi que le différend opposant EMR et le ministère des Finances au sujet des plans de financement se sont poursuivis tout l'été.

Vers la fin de l'été, les négociateurs provinciaux ont convenu que la proposition de financement présentée par EMR répondait le mieux à leurs besoins. EMR proposait que la propriété de la centrale soit cédée à la SEM et que la participation au capital-actions des quatre parties corresponde à 10 % du coût de la centrale, la participation du gouvernement fédérale ne devant pas excéder 4,8 %. Le Canada achèterait la production et la vendrait à la SEM qui, à son tour, la vendrait aux services d'électricité.

Un plan, légèrement modifié avec l'aval des parties en cause, a été présenté aux gouvernements provinciaux le 18 décembre 1978, et la réaction a semblé favorable. En février 1979, le Cabinet fédéral a approuvé cette proposition de financement en indiquant que la participation fédérale se limiterait à celle qui avait été convenue. Cette dernière période de progrès réels dans les négociations au sujet de la SEM a abouti, le 16 février 1979, à la signature d'un Protocole d'entente ("PE") entre les premiers ministres des Maritimes et le ministre fédéral de l'Énergie, Mines et Ressources et les quatre participants ratifièrent une entente principale visant la création de la SEM, le 1er mai suivant.

Le PE avait pour objet d'appuyer les objectifs généraux établis dans l'étude de faisabilité sur la SEM et de servir de guide pour les négociateurs de l'entente principale. Le PE établissait que dans une démarche conjointe de mise en valeur de l'énergie électrique dans la région, le principe fondamental est de s'assurer que chaque participant provincial recevra, à long terme, une part équitable des retombées qui sera proportionnelle à la position qu'il aurait atteint en établissant son propre réseau.[17]

Ce qui suit représente quelques-uns des points saillants du PE. Le PE reprenait les cinq objectifs de la SEM énoncés dans le rapport d'étude de faisabilité. Il était convenu que la SEM achèterait d'Énergie NB la centrale de la Pointe Lepreau en guise de premier projet. Cette dernière demeurerait seule propriétaire des interconnexions en place entre le Québec et le Maine jusqu'à ce qu'une entente satisfaisante soit conclue en vue de leur cession à la SEM; la SEM aurait le droit d'aménager de nouvelles interconnexions et de les utiliser pour le bénéfice de la région. En outre, Énergie NB n'obtiendrait plus de prêts auprès d'AECL après le 31 mars. Tout projet important de mise en valeur de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy serait financé par la

---

[17] Protocole d'entente entre le Canada, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard, 16 février 1979, p. 1.

SEM. Le PE établissait aussi les modalités de base de la participation au capital-actions de la SEM : le Canada détiendrait 48 % des actions et les 52 % restants seraient partagés entre le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard. Pour garantir une cote de solvabilité élevée à la SEM, il était convenu que le Canada signerait un contrat de prise ferme, dans toute éventualité, pour l'ensemble de la production de la centrale de la Pointe Lepreau et que les services d'électricité provinciaux signeraient des contrats semblables pour l'achat de la puissance. En dernier lieu, le PE prévoyait que le gouvernement fédéral ne participerait à aucun projet de la SEM dans les 15 années suivant la constitution de celle-ci en société et que la participation à des projets individuels serait déterminée à la pièce, au gré des actionnaires.

Cette entente apparente que constituait le protocole d'entente devait s'avérer illusoire. Une nouvelle ronde de négociations après la signature du PE ne devait pas aboutir à des ententes détaillées. À la fin de l'été de 1979, il était évident que les provinces n'avaient plus l'esprit de coopération nécessaire à la formation de la SEM.

Le 23 avril 1979, un nouveau gouvernement basé sur la politique contre le nucléaire, est entré au pouvoir à l'Île-du-Prince-Édouard. Il a annoncé que la province souhaitait se retirer du projet de la Pointe Lepreau tout en demeurant membre de la SEM. Cette prise de position allait à l'encontre de celle du service d'électricité de l'île, la Maritime Electric, qui avait soutenu encore une fois que l'Î.-P.-É. devrait acheter 5 % des parts du projet de la Pointe Lepreau. Les négociateurs de la SEM avaient envisagé la possibilité de donner aux provinces le droit de se retirer de certains projets de la SEM, mais aucun d'eux n'avait prévu que ce droit pourrait s'appliquer à la centrale de la Pointe Lepreau, qui était la pierre angulaire de la création de la SEM. Les autres parties ont donc déclaré que l'Î.-P.-É. ne pourrait pas faire partie de la SEM sans participer au projet de Lepreau, et en conséquence l'Î.-P.-É. s'est retirée de la table des négociations.

L'enthousiasme initial de la Nouvelle-Écosse à l'égard de la SEM s'était quelque peu refroidi parce que dans la province, on craignait de plus en plus que la SEM ne privilégie le Nouveau-Brunswick au détriment de la Nouvelle-Écosse. Le coût estimatif de la centrale de la Pointe Lepreau était deux fois plus élevé qu'au début et la Nouvelle-Écosse craignait qu'il ne grimpe encore. En outre, la province était alors plus intéressée à mettre en valeur le charbon de l'île du Cap-Breton et l'énergie marémotrice de la baie de Fundy et, selon elle, ces projets seraient

retardés sous le régime de la SEM qui accordait la priorité au programme d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick.

Le projet de la Pointe Lepreau constituait la cheville ouvrière de la participation du Nouveau-Brunswick à la SEM. Comme la province allait perdre le contrôle des interconnexions externes, elle voulait s'assurer que sa situation serait meilleure sous le régime de la SEM qu'elle ne l'aurait été sans elle. Le partage des risques que présentait la centrale nucléaire constituait le principal avantage de la participation du Nouveau-Brunswick à la SEM, et comme les deux autres provinces semblaient vouloir revenir sur leurs engagements initiaux, le Nouveau-Brunswick était maintenant convaincu que sans un accroissement de l'aide financière fédérale, il ne pourrait pas devenir membre de la SEM.

En juillet 1979, le premier ministre du Nouveau-Brunswick a écrit au nouveau ministre fédéral de l'Énergie, Mines et Ressources pour lui faire part des quatre conditions préalables à la création de la SEM :

1. L'aide proposée par le gouvernement fédéral devrait garantir une cote de solvabilité AAA.

2. Le gouvernement fédéral devrait confirmer son appui à l'égard de tous les projets approuvés par la SEM.

3. La SEM doit être l'«instrument» des provinces seulement.

4. La SEM ne doit jamais remettre en cause les compétences provinciales, et le gouvernement fédéral ne doit jamais empêcher les provinces de profiter des avantages que leur procureraient des projets réalisés hors du cadre de la SEM.

En outre, Énergie NB souhaitait maintenant conserver la contrôle de l'exploitation et de la construction de la centrale de la pointe Lepreau même lorsque la propriété de celle-ci serait cédée à la SEM.

À l'été de 1979, il était évident que les provinces n'étaient plus en faveur de la création de la SEM. Dans sa lettre, le premier ministre du Nouveau-Brunswick laissait entendre que la SEM

était un projet qu'Ottawa voulait imposer aux provinces. Il est vrai que le gouvernement fédéral avait amorcé les négociations, mais la SEM devait être un organisme voué aux intérêts des provinces. L'esprit de collaboration nécessaire s'était estompé et le gouvernement fédéral n'avait pas l'intention de persuader les provinces à participer dans un organisme dont elles ne voulaient pas. Cependant, Ottawa a fait d'autres concessions d'ordre financier en réponse à la demande du premier ministre du Nouveau-Brunswick, même si le Cabinet avait décidé antérieurement qu'aucune offre d'aide ne serait faite. La participation au capital-actions du gouvernement fédéral équivaudrait à 4,8 % du coût du projet de la Pointe Lepreau et il en serait de même de tous les projets de la SEM au cours des 15 années suivantes.

Cette dernière offre fédérale n'a pas réussi à convaincre les provinces du bien-fondé de la SEM. En octobre 1979, les premiers ministres des Maritimes ont annoncé qu'ils n'appuyaient plus le plan de la SEM prévu au Protocole d'entente. Ils proposaient pour la future Société de l'énergie des Maritimes une structure nouvelle qui n'obligeait pas les provinces à participer conjointement à tous les projets de la société. Cette proposition n'a pas enchanté Ottawa et les négociations ont pris fin. A la fin, la Société de l'énergie des Maritimes ne verrait pas le jour.

Le seul mécanisme régional nouveau qui est ressorti des négociations au sujet de la SEM a été le Comité coordonnateur des entreprises d'électricité des provinces maritimes (CCEEPM), qui a été formé en 1980. Il s'agit d'un groupe de planification et d'étude qui fait des recommandations aux provinces et il est constitué de représentants des services d'électricité des Maritimes ainsi que d'observateurs des gouvernements fédéral et provinciaux.

Certains des avantages que la SEM aurait procurés ont été réalisés sans celle-ci. L'Î.-P.-É. a obtenu sa liaison sous-marine avec le Nouveau-Brunswick par laquelle elle reçoit 69 % de son électricité.[18] Cette proportion passe à 87 % si l'on tient compte des 20 MW provenant de la centrale Dalhousie dont elle partage la propriété avec le Nouveau-Brunswick. Le Nouveau-Brunswick, quant à lui, a parachevé la construction de la centrale de la Pointe Lepreau de son propre chef, mais avec l'aide fédérale, et il a aménagé de nouvelles interconnexions et exporté sa production au Québec et en Nouvelle-Angleterre. La Nouvelle-Écosse a construit la centrale au charbon de Lingan et l'a alimentée avec le charbon fourni par l'industrie du charbon de la Nouvelle-Écosse, laquelle était soutenue par des investissements du gouvernement fédéral.

---

[18] L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1988, Énergie, Mines et Ressources, 1989, p.19.

Cependant, certains avantages ont été perdus à jamais. Par exemple, l'Î.-P.-É. et la Nouvelle-Écosse n'ont pu profiter des avantages inhérents au partage des interconnexions du Nouveau-Brunswick avec le Québec et le Maine.

La nouveauté et la complexité de la proposition de SEM ont contribué pour beaucoup au fait que les provinces et le gouvernement fédéral n'ont pas réussi à s'entendre sur les modalités précises de sa structure opérationnelle. Au début, les provinces étaient d'accord en principe sur le fait que la création de la SEM leur serait bénéfique, mais au cours des négociations, chacune d'elles a commencé à craindre d'assumer plus de risques et de tirer moins d'avantages du projet de SEM. Ces préoccupations ont germé au sein des gouvernements provinciaux même si la plupart des représentants du gouvernement fédéral et des services d'électricité semblaient être convaincus qu'il s'agissait d'un projet valable.

L'échec des négociations au sujet de la SEM indique que le succès d'une initiative de collaboration régionale repose autant sur un consensus politique que sur l'attrait des bénifices économiques et l'approbation de l'industrie. Dès le début, les négociateurs n'ont pas réussi à s'assurer que les gouvernements provinciaux étaient informés du déroulement des négociations et qu'ils endossaient les idées mises de l'avant. Trop souvent, les représentants d'Ottawa et des services d'électricité allaient plus vite que les gouvernements provinciaux; si les négociateurs parvenaient à s'entendre sur une question, ce n'était que pour voir les négociations suspendues parce que l'entente ne correspondait pas à ce que les gouvernements provinciaux avaient en tête. Il y a même eu des divergences d'opinion importantes entre les gouvernements et les services d'électricité des provinces, et même entre les services *appartenant aux provinces*. Il n'est donc pas étonnant qu'on ne soit pas parvenu à un consensus régional car souvent il n'y en avait pas au sein d'une province.

L'expérience d'avoir essayé de créer la SEM suggère que la dimension politique d'une telle proposition nécessite d'être adressée directement de même que les problèmes d'ordre technique, économique et financier. Malheureusement pour la SEM, il a été difficile de quantifier les risques et les retombées et difficile également d'établir une structure qui aurait permis un partage équitable des coûts et des avantages entre les provinces. L'échec des négociations se résume au fait que les provinces n'étaient pas disposées à perdre leur pouvoir décisionnel en échange de retombées régionales. Les intérêts personnels des provinces ont constitué l'épreuve décisive de la

participation de chaque province à la SEM. En fin de compte, chaque province a estimé que ses intérêts seraient mieux servis par elle-même que dans le cadre des propositions précises qui ont été présentées en vue de la création d'une société de l'énergie des Maritimes.

3.3 Initiatives bilatérales

3.3.1 Introduction

D'après les discussions ci-haut, l'on pourrait conclure que les services d'électricité canadiens ne désiraient pas ardemment profiter des avantages que l'interconnexion avec les réseaux des provinces voisines auraient pu leur procurer. Mais une telle conclusion serait erronée parce qu'il y a plusieurs interconnexions interprovinciales. Depuis des années, les services d'électricité canadiens collaborent avec les services des provinces voisines dans le cadre d'ententes bilatérales qui prévoient la construction d'interconnexions, des ventes et des échanges d'énergie électrique, le partage de la capacité de réserve, etc. Au fin des années 80, il y avait 33 grandes interconnexions interprovinciales dont la capacité nominale totale s'établit à environ 10 000 MW.

Les initiatives bilatérales sont trop nombreuses pour qu'on puisse les énumérer ici.[19] Dans nombre de cas, il s'agit d'interconnexions d'une tension relativement faible qui relient une section isolée d'un réseau d'une province avec le réseau d'une autre province. Il y a eu, et il y a encore, un nombre incalculable d'ententes relatives à la vente de faibles et de grandes quantités de puissance garantie et interruptible et d'ententes d'aide en cas d'urgence et autres. En effet, à maintes occasions, les services d'électricité voisins ont reconnu les avantages inhérents à la collaboration et à l'intégration de leurs réseaux et ont conclu des ententes pour réaliser ces avantages. Dans cette section, nous analysons quelques-unes des initiatives bilatérales des plus importantes et examinons également le rôle du gouvernement fédéral dans la promotion de la collaboration bilatérale.

Comme nous l'avons souligné à la section 3.2, le gouvernement fédéral a adopté des politiques visant à encourager l'aménagement d'interconnexions et la collaboration entre les services d'électricité provinciaux. Les politiques que nous avons examinées précédemment dans le

---

[19] On trouve une liste des interconnexions interprovinciales au tableau intitulé «B2. Chronologie des interconnexions régionales» de l'annexe B de la revue L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1988, Énergie, Mines et Ressources Canada, 1989, p. 95.

contexte de la collaboration régionale ont également servi à encourager la collaboration bilatérale. L'adoption de la Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique (LMVEPA) représente l'une de ces mesures fédérales. Promulguée en 1958, cette loi prévoyait le subventionnement du coût du charbon des Maritimes utilisé pour produire de l'électricité au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve. En vertu de cette Loi, les services d'électricité appartenant aux provinces pouvaient obtenir des prêts à long terme aux taux pratiqués dans le cas des sociétés d'État ou de la Couronne. Ces prêts visaient à financer les projets de production de puissance thermique. En 1969, le Cabinet a décidé de mettre fin au programme d'aide offert sous le régime de la Loi et l'a remplacé par une nouvelle politique visant à soutenir les projets revêtant une grande importance pour les réseaux d'électricité régionaux, par le truchement des programmes du ministère de l'Expansion économique régionale (MEER). Sous le régime de la LMVEPA, le gouvernement a versé des subventions totalisant 21,8 millions de dollars et consenti des prêts d'une valeur totale de 218 millions de dollars.

En janvier 1974, le gouvernement fédéral a annoncé une nouvelle politique visant à encourager la construction d'interconnexions régionales. Ottawa fournirait de l'aide financière pour l'étude et l'aménagement des grandes lignes de transport qui permettraient des échanges régionaux d'électricité. Dans le cadre de cette politique, le gouvernement fédéral a offert la possibilité: (i) d'assumer jusqu'à 50 % du coût des études sur les interconnexions proposées; et (ii) de financer jusqu'à 50 % du coût en capital des interconnexions approuvées en consentant des prêts aux taux pratiqués dans le cas des sociétés d'État ou de la Couronne. La politique prévoit plusieurs conditions d'admissibilité à l'aide financière: (i) les ressources de la province ou du service d'électricité doivent être insuffisantes pour financer l'interconnexion; (ii) l'interconnexion doit être justifiable sur le plan économique à long terme; (iii) l'interconnexion doit entraîner des économies d'énergie, un accroissement de la sécurité de l'approvisionnement ou une rationalisation des coûts de l'énergie; et (iv) une attention particulière doit être accordée aux avantages sur le plan de l'emploi et aux retombées industrielles de la construction de l'interconnexion.

3.3.2 Initiatives du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse

L'année de l'entrée en vigueur de la LMVEPA, soit en 1958, Énergie NB et les entreprises de service public de la Nouvelle-Écosse, en l'occurrence Nowa Scotia Power Commission et Nova Scotia Light and Power Company, ont entrepris une étude qui a démontré qu'une interconnexion

entre les réseaux électriques des deux provinces procurerait des avantages économiques précis, ce qui a donné lieu, en novembre 1959, à une convention d'interconnexion entre les trois sociétés qui prévoyait la formation du Maritime Power Pool et la construction d'une interconnexion de 138 kV. Les prêts nécessaires à la réalisation du projet ont été accordés en vertu de la LMVEPA, par l'entremise de la Commission de l'énergie du nord canadien. Les prêts consentis devaient être remboursés sur une période de quarante ans. L'interconnexion, qui relie Moncton (N.-B.) et Maccan (N.-É.), est entrée en service en 1961.

En 1963, les deux provinces ont envisagé la possibilité d'établir d'autres lignes de transport, ce qui a abouti à la mise en place d'une deuxième interconnexion de 138 kV en 1965. Ce projet a été également financé sous le régime de la LMVEPA. La même année, Énergie NB a acheté 25 MW de capacité, pour un an, à la centrale thermique de 100 MW de Tuft Cove appartenant à Nova Scotia Light and Power Company, ce qui lui a permis de reporter les dépenses relatives à son projet de centrale de 100 MW à Courtenay Bay.

En juillet 1972, le Maritime Power Pool a présenté une demande d'aide financière au ministère fédéral de l'Expansion économique régionale dans le but de renforcer l'interconnexion reliant le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse. Ottawa a offert une subvention de 1,5 million de dollars à l'appui de la nouvelle interconnexion de 345 kV proposée à condition que les deux provinces entreprennent une planification de réseaux intégrés. Comme les provinces n'étaient pas d'accord d'emblée, Ottawa a retiré son offre en 1974 suite à l'adoption d'une politique plus complète en matière d'interconnexions régionales.

Néanmoins, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick ont poursuivi leurs efforts au chapitre de la collaboration bilatérale. En décembre 1976, une nouvelle interconnexion de 345 kV a été installée, soit une ligne de transport entre les terminaux situés à Salisbury (N.-B.) et à Onslow (N.-É.). Au début, cette ligne a été mise sous une tension de 138 kV, qui était inférieure à la tension nominale. En 1979, la tension de l'interconnexion a été portée à la capacité nominale de 345 kV. Avec les trois interconnexions en place, la capacité nominale maximale totale entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse est de 600 MW.[20]

---

[20] L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1988, «Tableau 7.2. Interconnexions provinciales à la fin de l'année 1988», p. 50.

Le gouvernement fédéral a consenti des prêts pour financer la dernière interconnexion dans le cadre de sa politique en matière d'interconnexions régionales. Des ententes ont été signées entre le Canada et le Nouveau-Brunswick, le 10 février 1978, et entre le Canada et la Nouvelle-Écosse, le 31 mars 1978, au sujet de ces prêts. Les prêts accordés au Nouveau-Brunswick s'élevaient à 10 millions de dollars, ce qui représentait 100 % de sa part du coût en capital estimatif du projet. Les prêts consentis à la Nouvelle-Écosse totalisaient 2,6 millions de dollars, soit 50 % de ses coûts en capital. Le prêt global accordé au Nouveau-Brunswick excédait le seuil de 50 % établi dans la politique parce que le Nouveau-Brunswick prévoyait que l'interconnexion serait rentable en 1981 seulement. Conformément aux conditions de l'entente, le Nouveau-Brunswick a remboursé 5 millions de dollars et les intérêts courus au 1er avril 1981. Le solde du prêt fait l'objet d'un calendrier de remboursement de 30 ans au même titre que le prêt consenti à la Nouvelle-Écosse.

3.3.3 Énergie marémotrice de la baie de Fundy

La mise en valeur de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy a fait l'objet d'études sporadiques depuis le début du siècle actuel. En 1915, par exemple, la société néo-écossaire Cape Split Development a mené une étude sur l'exploitation du potentiel énergétique du passage Minas. Jusqu'au début des années 1960, cette étude a été suivie d'une série d'études ayant des champs d'application différents, mais aucune d'elles n'a permis d'établir le bien-fondé de la mise en valeur de l'énergie marémotrice même si elles ont fourni des données supplémentaires essentielles.[21]

Au milieu des années 1960, la mise en valeur de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy a suscité à nouveau de l'intérêt par suite, en partie, de la mise en service de la centrale marémotrice La Rance en France. En août 1966, le Canada, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse ont signé une entente visant l'étude des perspectives de mise en valeur à grande échelle de l'énergie marémotrice de Fundy. L'entente prévoyait la création du Bureau des études marémotrices de l'Atlantique dont le Canada et les deux provinces étaient membres.

---

[21] TIDAL POWER AND CANADA - A REVIEW, R.H. Clark, P. Eng., mai 1987, p. 31.

Le Bureau a présenté son rappport en octobre 1969.[22] Il a conclu que même si trois des 23 emplacements étudiés avaient la meilleure faisabilité technique, aucun d'eux n'était économiquement viable compte tenu des taux d'intérêt en vigueur et des coûts par rapport aux autres sources d'énergie.

En 1976-1977, l'évolution de la conjoncture économique résultant de la hausse des prix du pétrole a amené le Bureau des études marémotrices de la baie de Fundy (qui avait été créé en vertu d'une entente de 1972 et était composé de représentants du Canada, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse) à réexaminer les perspectives de mise en valeur de l'énergie marémotrice.

Dans son rapport publié en novembre 1977,[23] le Bureau a conclu que la faisabilité économique d'une installation marémotrice avait été démontrée, mais que la faisabilité financière dépendrait de la participation gouvernementale directe vu l'investissement d'envergure requis de quelque 3 milliards de dollars. Le Bureau a recommandé d'autres études détaillées dont l'élaboration de concepts précis et le réglement des problèmes de financement. Cependant, ces recommandations n'ont pas été retenues.

En 1982, une mise à jour économique, financière et technique[24] de l'étude de 1977 sur la baie Cobquid (B9) et le bassin de Cumberland (A8) a été effectuée et financée en très grande partie dans le cadre de l'Entente Canada-Nouvelle-Écosse sur les économies de pétrole et son remplacement, sous la direction de la Société d'énergie marémotrice, une société de la Couronne de la Nouvelle-Écosse.

Le rapport indiquait que les perspectives économiques (incluant les derniers progrès technologiques) de mise en valeur de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy seraient meilleures à condition que la majeure partie de la production soit exportée aux États-Unis. Selon les auteurs, l'emplacement B9, d'une capacité installée de quelque 4 800 MW, pourrait être aménagé moyennant un investissement de 20 à 25 milliards de dollars. Ils ont recommandé qu'on

---

22 ÉTUDE D'INSTALLATION MARÉMOTRICE DANS LA BAIE DE FUNDY : RAPPORT, Bureau des études marémotrices de l'Atlantique, octobre 1969, pages 20 et 21.

23 RÉÉVALUATION DE L'ÉNERGIE MARÉMOTRICE DE LA BAIE DE FUNDY, Bureau des études marémotrices de l'Atlantique, novembre 1977.

24 FUNDY TIDAL POWER UPDATE 82, Société d'énergie marémotrice, 1982.

entreprenne une étude de faisabilité détaillée de cet emplacement, portant notamment sur une mise en valeur graduelle, mais cette recommandation n'a pas été suivie.

En avril 1984, une étude de faisabilité de 500 000 $ a été menée par Alcan, sous la direction de la Société d'énergie marémotrice et avec les fonds versés dans le cadre de l'Entente Canada-Nouvelle-Écosse sur les économies de pétrole et son remplacement. L'étude comprenait un examen des aspects techniques qui laissait entrevoir des réductions appréciables des coûts et une mise à jour des coûts prévus pour les emplacements A8 et B9.

Le groupe d'étude a conclu[25] que les travaux techniques ne devraient pas constituer une priorité et qu'une étude de deuxième étape ne devrait pas être menée tant que les questions de commercialisation, de rajustement de rythme et de transport n'auraient pas été résolues, ce qui comprend les moyens de rajuster le rythme de l'énergie de l'emplacement A8 à un coût raisonnable. Les coûts ont été estimés à 2,56 milliards de dollars dans le cas de A8 (1 428 MW) et à 7 milliards de dollars pour B9 (5 338 MW) en dollars de 1984.

En août 1984, un projet de centrale marémotrice de basse chute de 20 MW visant à faire la démonstration de la turbine à écoulement direct (Straflo) a été mise en service officiellement à Annapolis Royal, en Nouvelle-Écosse. Le projet a été réalisé pour la Société d'énergie marémotrice à un coût de quelque 59 millions dont 25 millions ont été fournis par le Canada. Cette première centrale marémotrice en Amérique du Nord a permis de faire la démonstration de la turbine Straflo pour les installations marémotrices de basse chute et les installations hydrauliques.

Malgré l'étude poussée menée au cours des 25 dernières années, on n'a pas encore démontré de façon précise la faisabilité de la mise en valeur de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy en réglant toutes les questions d'économie, d'environnement, de viabilité financière (compte tenu des coûts en capital élevés) et de mise en marché (y compris la nécessité de rajuster le rythme de l'énergie marémotrice brute).

---

[25] FUNDY TIDAL POWER STAGE 1, Société d'énergie marémotrice, décembre 1985.

3.3.4 Initiatives de transport sur le fleuve Nelson

Le réseau de transport du fleuve Nelson, qui achemine l'énergie hydro-électrique des centrales du fleuve Nelson situées dans le nord du Manitoba vers les centres de consommation du sud de la province, est situé entièrement dans cette province. Cependant, il y a lieu d'analyser la mise en valeur de l'énergie hydro-électrique du fleuve Nelson dans cette section sur les initiatives bilatérales et ce, pour deux raisons. Premièrement, ce projet a été une initiative de collaboration du gouvernement fédéral, d'Hydro-Manitoba et du gouvernement manitobain. Deuxièmement, même s'il se trouve dans les limites de la province, le réseau relie deux régions de cette province, le nord et le sud. Pour cette dernière raison, l'aménagement du réseau de transport du fleuve Nelson a été assurément un projet inter-régional, sinon un projet interprovincial. Pour illustrer le fait que les interconnexions inter-régionales ne sont pas nécessairement des interconnexions interprovinciales, l'un des buts de la politique nationale dans le domaine de l'énergie de l'électricité adoptée par le gouvernement Diefenbaker était l'interconnexion des ressources hydro-électriques du Nord canadien avec les centres de consommation du Sud, et la politique de 1974 en matière d'interconnexions régionales prévoyait le financement des lignes de transport entre des régions distinctes d'une province.

Au début des années 1960, le Manitoba a dû choisir entre l'accroissement de la production thermique dans le Sud ou la mise en valeur du potentiel hydro-électrique dans le Nord afin de répondre à la demande future. La mise en valeur des ressources hydrauliques dans le Nord serait plus économique à long terme, mais elle comportait des risques financiers et technologiques plus élevés. Le risque financier était plus grand parce qu'il faudrait un capital d'investissement beaucoup plus élevé que dans le cas de l'accroissement de la production thermique. Le risque technologique tenait en grande partie à la nécessité d'utiliser un réseau de transport en courant continu sous haute tension (CCHT) pour livrer l'énergie sur des centaines de kilomètres. Cette technologie est plus efficace que la technologie du courant alternatif pour le transport sur longue distance, mais au milieu des années 1960, elle n'en était encore qu'à ses balbutiements.

Le gouvernement fédéral a participé avec Hydro-Manitoba et le gouvernement provincial à un programme de recherche et de développement sur le transport CCHT afin de s'assurer que cette technologie convenait aux besoins du Manitoba. Les premières recherches à ce sujet ont été menées et, en 1966, le Canada et le Manitoba ont signé une entente en vertu de laquelle le Canada

a conçu, construit et financé le réseau de transport CCHT de 880 km. Le réseau une fois achevé était parmi les réseaux de transport CCHT au monde celui qui était exploité sous la plus haute tension et qui couvrait la plus grande distance. Le réseau a été aménagé par Énergie atomique du Canada Limitée (AECL) et a été déclaré en service en 1973.

Lorsque le réseau de transport CCHT a été achevé, la dette que le Canada avait contractée a été cédée à Hydro-Manitoba qui a accepté de rembourser le prêt en 45 ans. Le prêt sera remboursé entièrement en 2019, à un taux fixe de 5 5/8 %. À peu près au même moment que la mise en place de la ligne de transport originale, cependant, le Manitoba a entrepris la planification d'une capacité de production supplémentaire sur le fleuve Nelson afin de répondre à la demande croissante en électricité de la province et d'être en mesure d'exploiter des débouchés à l'exportation. Les plans du Manitoba nécessitaient l'amélioration de la capacité du réseau de transport CCHT pour l'acheminement de la production additionnelle.

En 1977, le Canada et le Manitoba ont signé une nouvelle entente visant l'agrandissement du réseau de transport CCHT. Le Canada a convenu de consentir des prêts, à concurrence de 193,2 millions de dollars, représentant 50 % du coût de l'agrandissement du réseau. Actuellement, une ligne de transport CCHT relie la centrale de la région de Gillam sur le fleuve Nelson avec Winnipeg, à des tensions de ±450 kV CC et de ±500 kV CC.

3.3.5 Initiatives de Terre-Neuve (Labrador) et du Québec

L'histoire de la mise en valeur de l'énergie hydro-électrique du Labrador est à certains égards une allégorie des efforts de collaboration interprovinciale et inter-régionale partout au pays. Des ressources hydro-électriques abondantes attirent le promoteur et les avantages qu'on peut tirer de leur mise en valeur semblent évidents. Cependant, au Labrador, comme dans de nombreuses autres régions du pays, il faut que deux provinces travaillent de concert pour tirer le maximum d'avantages de la mise en valeur. C'est la conclusion d'arrangements particuliers visant cette collaboration et le partage des avantages qui posent des problèmes, lesquels nuisent à l'exploitation complète d'une occasion de mise en valeur.

La Labrador compte plusieurs cours d'eau se prêtant à l'aménagement hydro-électrique, dont le principal est le fleuve Churchill. Le gouvernement terre-neuvien et la Labrador ont reconnu ce

potentiel au début des années 1950; les Newfoundland Lease Acts de 1953 et de 1961 ont conféré les droits d'aménagement hydro-électrique du cours supérieur de la rivière Hamilton (rebaptisée fleuve Churchill en 1965) à un consortium sous direction britannique appelé Brinco, par l'intermédiaire de sa filiale, la Hamilton Falls Power Corporation (HFPC). Cette dernière devait devenir la Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCo).

En 1960, la HFPC a construit une centrale de 225 MW à Twin Falls sur le cours supérieur du fleuve Churchill. La puissance produite devait être utilisée au Labrador, mais on a constaté que les centrales à venir auraient une capacité beaucoup plus élevée, excédant de beaucoup la demande du Labrador ou de l'île de Terre-Neuve. Pour faire de l'aménagement de Churchill Falls un projet viable, il fallait un marché à long terme pour la puissance garantie. Brinco a alors entamé des négociations avec le Québec, l'Ontario et les services d'électricité américains. L'Ontario n'était pas intéressée. Les services des États-Unis l'étaient davantage, mais toute vente aux États-Unis aurait nécessité la collaboration du Québec aux fins de l'acheminement en transit de la puissance par son réseau, et le Québec n'était pas d'accord. Par conséquent, le seul marché possible pour la puissance de Churchill Falls était la province de Québec qui, à ce moment-là, prévoyait avoir besoin d'une capacité additionnelle pour répondre à sa demande croissante.

Brinco a entamé des négociations avec Hydro-Québec en vue de la vente de la puissance de Churchill Falls et son transport vers les centres de consommation du Québec. Le 31 octobre 1966, les deux parties ont signé une lettre d'intention dans laquelle elles signifiaient leur intention de conclure un contrat pour la mise en valeur de l'énergie de Churchill Falls. Le gouvernement fédéral a joué un rôle dans les négociations : il a exercé des pressions sur le Québec pour le persuader de collaborer avec Terre-Neuve relativement au projet de Churchill Falls avant de réaliser ses propres méga-projets hydro-électriques présentant des conditions économiques comparables. Les négociations ont abouti à la signature d'un contrat de puissance entre la filiale de Brinco, CFLCo, et Hydro-Québec, le 12 mai 1969, entente rendue possible parce qu'Hydro-Québec assumait les responsabilités financières. La CFLCo a accepté de vendre, et Hydro-Québec d'acheter, des volumes précis de puissance garantie en vertu des prix, termes et conditions prévus au contrat.

Nous pouvons paraphraser ici quelques-unes des plus importantes clauses du contrat. L'une d'elles stipule que le contrat est régi et interprété conformément aux lois du Québec et que tout

différend doit être soumis à la Cour supérieure du Québec, district de Montréal. Lors de la signature du contrat, on prévoyait que toutes les installations de production et de transport ne seraient pas construites avant le 1er septembre 1976, date d'entrée en vigueur du contrat. Toute la puissance produite avant cette date devait être achetée par Hydro-Québec. La durée du contrat est de 40 ans à partir de la date d'entrée en vigueur et le contrat peut être reconduit pour une période de 25 ans, selon la formule prévue au contrat. Par conséquent, Hydro-Québec et la CFLCo ont des obligations mutuelles concernant la production de Churchill Falls jusqu'en 2041.

La CFLCo s'est engagée à fournir à Hydro-Québec une capacité garantie représentant environ 90 % de la production de Churchill Falls; la centrale a une capacité de production de 5 429 MW.[26] Les clauses relatives aux prix fixes ont suscité beaucoup de controverses. Le contrat prévoit que le prix qu'Hydro-Québec aura à payer diminuera graduellement de presque 0,3 cents/kW.h, à la date d'entrée en vigueur, à 0,254 cents/kW.h en 2016. De 2016 à 2041, Hydro-Québec paiera à la CFLCo 0,2 cents/kW.h pour l'énergie continue.[27] La CFLCo se réserve des droits à l'égard des 225 MW de puissance de Twin Falls. En outre, le contrat autorise la CFLCo à rappeler 300 MW de la puissance destinée à Hydro-Québec moyennant un préavis de trois ans.

En 1966, Brinco a entrepris la construction de la centrale de Churchill Falls, laquelle a été achevée en 1974, soit deux ans plus tôt que prévu. Les travaux ont été financés par Brinco (58 %), Hydro-Québec (34 %) et Terre-Neuve (8 %); le gouvernement terre-neuvien et le Labrador se sont portés acquéreurs de Brinco en 1974, ce qui fait que son service d'électricité, Newfoundland and Labrador Hydro, détient actuellement 66 % de la CFLCo. Le coût total de la construction de la centrale de Churchill Falls et des trois lignes de transport de 735 kV reliant la centrale à la frontière québécoise s'est élevé à 946 millions de dollars. Hydro-Québec a construit trois nouvelles lignes de transport de 735 kV reliant la frontière du Labrador à son réseau d'électricité, à un coût de 400 millions de dollars. En outre, Hydro-Québec a fourni des garanties supplémentaires : financement par emprunt, exécution complète du projet et service de la dette.

---

[26] L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU CANADA 1988, p. 24.

[27] Les conditions qui seront en vigueur au cours de la période de renouvellement (2016 à 2041) sont énoncées à l'annexe III du contrat. Tous les articles ou sections qui ne figurent pas de façon spécifique à l'annexe III seront nuls et non avenus après la date d'expiration [2016].

Depuis 1976, l'aménagement de Churchill Falls a été une longue histoire mouvementée dont nous ne ferons pas ici un compte rendu circonstancié. Un différend a divisé Terre-Neuve et le Québec au sujet du partage des retombées de la centrale. Ce différend a fait surface en 1976 quand Terre-Neuve a décidé de rappeler, de Churchill Falls, 800 MW en sus des volumes prévus au contrat conclu avec Hydro-Québec. Pour justifier sa décision, Terre-Neuve a invoqué le fait qu'elle ne recevait pas une part équitable des retombées de Churchill Falls dans le cadre du contrat de 1969 et que ce dernier devait être modifié pour assurer un partage proportionnel des avantages. Le Québec, quant à lui, soutenait qu'il avait pris la majeure partie des risques financiers liés au projet et que Churchill Falls n'aurait jamais été mis en valeur si les conditions du contrat avaient été moins favorables pour lui. Rappelons tout simplement que ce différend subsiste encore. Cependant, il y a lieu de mentionner que le différend opposant les deux provinces a trait au partage des avantages et non au bien-fondé du projet. Malheureusement, ce conflit a eu pour effet d'empêcher l'aménagement d'autres emplacements hydro-électriques du Labrador.

3.3.6 Lower Churchill Development Corporation

En 1978, une initiative bilatérale entre le Canada et Terre-Neuve a été lancée avec la constitution de la Lower Churchill Development Corporation (LCDC) dans le but d'aménager les emplacements hydro-électriques sur le cours inférieur du fleuve Churchill. Terre-Neuve possède 51 % des actions de la LCDC et le Canada, 49 %; il a été convenu que les deux participants fourniraient le capital nécessaire aux projets de la société dans cette même proportion.[28] La LCDC a été formée avec «pour objectif premier d'établir l'assise de la mise en valeur, en totalité ou en partie, du potentiel hydro-électrique du bassin inférieur du fleuve Churchill»[29] et pour appprovisionner l'île de Terre-Neuve en électricité.

La LCDC a mené une étude sur la faisabilité de l'aménagement des sites hydro-électriques à Gull Island et à Muskrat Falls. Les recommandations de l'étude ont été présentées aux actionnaires en juin 1980. Selon les auteurs du rapport, l'emplacement de Gull Island, dont le potentiel s'établissait à 1 698 MW, pourrait être aménagé au meilleur coût, mais il n'existait pas de marché au Labrador ni sur l'île pour l'ensemble de la production. Par conséquent, les ressources

---

[28] Voir la clause 4.3 de l'entente du 24 novembre 1978 entre le Canada et Terre-Neuve.

[29] Voir l'Entente du 24 novembre 1978 entre le Canada et Terre-Neuve.

hydrauliques de Gull Island pourraient être mises en valeur seulement si la puissance excédentaire était vendue au Québec ou exportée via cette province à 3 cents/kW.h.[30] Les auteurs du rapport reconnaissaient qu'une telle vente était improbable et que la demande de Newfoundland and Labador Hydro constituait le seul débouché garanti pour la LCDC. Ils recommandaient donc que l'emplacement le moins économique de 618 MW, en l'occurrence Muskrat Falls, soit aménagé et que des installations de transport soient construites pour relier le Labrador à l'île de Terre-Neuve.[31] On a alors envisagé d'utiliser un réseau de transport CCHT de ±400 kV sur une ligne bipolaire de 800 MW. Une interconnexion sous-marine de 18 km traverserait le détroit de Belle Isle, faisant appel à quatre câbles de ±400 kV reposant dans deux tranchées sous-marines.[32] En fin de compte, la recommandation de la LCDC visant l'aménagement de Muskrat Falls n'a jamais été suivie. En 1981, le gouvernement terre-neuvien a décidé que la meilleure option consistait à poursuivre les négociations avec le Québec concernant le rappel de 800 MW de puissance de Churchill Falls. Terre-Neuve a demandé au gouvernement fédéral de défendre sa cause auprès du gouvernement québécois et il a délaissé l'examen du projet d'aménagement de Muskrat Falls.

3.3.7 Initiatives du Nouveau-Brunswick et du Québec

La collaboration bilatérale n'est pas un phénomène nouveau dans le cas du Nouveau-Brunswick et du Québec. Ces deux provinces illustrent peut-être le mieux le fait que des projets d'électricité interprovinciaux se réalisent quand les deux provinces en cause jugent qu'ils sont avantageux pour elles. Plusieurs interconnexions ont été aménagées entre le Nouveau-Brunswick et le Québec.

Les pourparlers entre Énergie NB et Hydro-Québec au sujet de l'interconnexion de leurs réseaux ont été entamées au début des années 1960, mais ce n'est qu'en 1965 que la première interconnexion a été mise en service, en l'occurrence une interconnexion de relève de 69 kV. Avant cette installation, les deux sociétés avaient conclu des ententes de complaisance à la frontière. Des études sur la faisabilité d'interconnexions plus grandes ont alors été entreprises et

---

[30] Présentation aux actionnaires de la LOWER CHURCHILL DEVELOPMENT CORPORATION LIMITED, "PROJECT RECOMMENDATION", vol. 1, Sommaire exécutif, page 20.

[31] Ibid., p. 23.

[32] Présentation aux actionnaires de la LOWER CHURCHILL DEVELOPMENT CORPORATION LIMITED, "PROJECT RECOMMENDATION", vol.II, p. 54.

FC

ont abouti, en décembre 1968, à la construction d'une ligne synchrone de 138 kV reliant le terminal d'Eel River d'Énergie NB au terminal d'Hydro-Québec situé à Matapédia.

La collaboration entre les deux sociétés à ce moment-là était née de la coïncidence de leurs besoins respectifs. D'une part, Hydro-Québec prévoyait avoir des surplus d'énergie pendant plusieurs années au début des années 1970 en raison de la mise en service de la centrale hydro-électrique de Churchill Falls au Labrador. Hydro-Québec recevrait presque toute la production de la centrale. D'autre part, Énergie NB était intéressée à acheter une partie de cette puissance afin d'être en mesure de reporter la construction de centrales thermiques au Nouveau-Brunswick.

L'aide fédérale a été sollicitée pour construire une nouvelle interconnexion qui permettrait la vente de puissance envisagée. En décembre 1968, le Cabinet a approuvé l'octroi d'une subvention de 4 millions de dollars au Nouveau-Brunswick pour la construction d'un poste redresseur-onduleur à CC de ±80 kV à Eel River au Nouveau-Brunswick dont le coût s'élevait à 25 millions. Ce poste a une capacité de 320 MW. La subvention fédérale a été versée sous l'égide du ministère de l'Expansion économique régionale et de la LMVEPA, sous réserve des modalités suivantes : (i) aucune autre entente ne serait conclue avec Énergie NB en vertu de la LMVEPA et (ii) les ententes conclues entre les services d'électricité du Québec, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse pour accélérer la coordination régionale de la planification et l'exploitation des réseaux interconnectés avec l'Île-du-Prince-Édouard devaient être incluses dans les meilleurs délais.

En mars 1969, Hydro-Québec et Énergie NB ont signé une entente par lettre dans laquelle Hydro-Québec s'engageait à livrer de l'énergie à Énergie NB pendant cinq ans à compter de 1971. Le poste convertisseur d'Eel River a été construit et est devenu opérationnel le 28 juillet 1972. Pour être en mesure de livrer l'énergie électrique à Eel River, Hydro-Québec a aménagé une ligne double de 315 kV s'étendant de Rimouski à Matapédia puis deux lignes de 230 kV ont été mises en place pour relier Matapédia à Eel River.

En 1981, Hydro-Québec et Énergie NB ont commencé à discuter de la possibilité de relier leurs réseaux au moyen d'une grande interconnexion nouvelle. Ce projet a été réalisé en trois étapes. En avril 1983, une ligne d'alimentation radiale temporaire de 138 kV a été mise sous tension, fournissant 50 MW de puissance aux clients du nord-ouest du Nouveau-Brunswick directement

du réseau d'Hydro-Québec. En 1984, la tension de cette ligne radiale a été portée à 315 kV pour accroître la capacité nominale à 300 MW. En 1985, Hydro-Québec a parachevé, à Madawaska, la construction d'un poste convertisseur-onduleur en courant continu de ±80 kV ayant une capacité de 350 MW. Ce poste a ensuite été relié au terminal d'Énergie NB situé à Edmunston par une ligne de 345 kV.

Actuellement, la capacité nominale totale des interconnexions Nouveau-Brunswick-Québec est de 1 050 MW. Les interconnexions principales - les connexions asynchrones en courant continu d'Eel River et d'Edmunston -ont chacune une capacité de 375 MW et permettent de transférer l'énergie électrique d'un réseau à l'autre. La ligne radiale entre le Québec et les charges isolées du nord-ouest du Nouveau-Brunswick fournit les autres 300 MW.[33]

3.3.8 Initiatives du Nouveau-Brunswick et de l'Île-du-Prince-Édouard

Le réseau électrique isolé et de faible envergure de l'Île-du-Prince-Édouard a profité beaucoup de son interconnexion avec celui du Nouveau-Brunswick. Depuis le début des années 1960, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard ont mené des études sur la faisabilité d'un câble sous-marin qui aurait relié les deux provinces. Au milieu des années 1970, les centrales thermiques au gaz de l'Î.-P.-É. ont dû faire face à la montée en flèche des prix du pétrole ce qui a incité le service d'électricité de la province - Maritime Electric Company Limited (MECL) - et le gouvernement provincial à conclure une entente avec le Nouveau-Brunswick concernant la construction d'une interconnexion sous-marine et l'achat de puissance. L'interconnexion projetée visait à réduire la consommation de pétrole et les coûts de l'énergie électrique sur l'île en assurant la livraison de puissance meilleur marché et non tributaire du pétrole en provenance du Nouveau-Brunswick.

En octobre 1976, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard ont signé une convention d'interconnexion. On prévoyait alors que l'Î.-P.-É. participerait à la construction de la centrale nucléaire de la pointe Lepreau au Nouveau-Brunswick et des négociations étaient menées à cette fin entre MECL et Énergie NB. Selon cette dernière, la participation à la centrale de la pointe Lepreau représentait l'une des principales raisons sous-jacentes à la construction de l'interconnexion sous-marine : «Ceci (le câble) permettra à l'Île-du-Prince-Édouard de jouir des

---

[33] Ibid.

avantages habituels d'une exploitation reliée et lui assurera la possibilité d'obtenir 5 % de la production du premier groupe nucléaire de Pointe-Lepreau au Nouveau-Brunswick».[34]

Finalement, l'Î.-P.-É. n'a pas participé au projet de la Pointe Lepreau.[35]
Cependant, deux câbles sous-marins de 22 km ont été enfouis dans le lit du détroit de Northumberland. Chaque câble renferme une ligne tripolaire de 138 kV dont la capacité nominale est de 100 MW. On peut co[illegible]ces câbles de façon à les exploiter à une tension de ±200 kV CC si on le désire.[36] Les câbles ont été mis en service le 28 octobre 1977 et, en 1988, l'Î.-P.-É. a reçu 87 % de son électricité par ces derniers.[37] Avant 1977, toute la production d'électricité de l'Î.-P.-É. était tributaire du pétrole importé.

Le gouvernement fédéral a appuyé le projet d'interconnexion sous-marine. Il a fourni son aide financière dans le cadre de la politique en matière d'interconnexions régionales. En vertu d'une entente ratifiée le 6 octobre 1977 entre le Canada et l'Î.-P.-É., le MEER a versé une subvention de 18 millions de dollars, et Énergie, Mines et Ressources a consenti un prêt de 9 millions pour l'aider à assumer le coût estimatif en capital du projet qui s'élevait à 36 millions. Normalement, un prêt accordé en vertu de la politique relative aux interconnexions régionales couvre 50 % du coût en capital du projet, mais vu les ressources limitées de l'I.-P.-É., le MEER a versé également une subvention. À l'origine, le prêt devait être remboursé sur une période de 30 ans de 1978 à 2008, mais il a été éteint en vertu de l'entente subséquente du 31 mars 1985.

Le projet d'interconnexion sous-marine n'est pas le seul exemple de collaboration entre le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard. En août 1981, MECL a signé avec Énergie NB une entente de participation au droit de propriété en vertu de laquelle elle détiendrait 10 % du groupe n° 2 de la centrale au charbon et au pétrole de Dalhousie. «Cette propriété partielle d'une centrale par un service d'électricité d'une province voisine constituait une première du

---

34 Énergie NB, rapport annuel de 1976, p. 10.

35 Les raisons qui ont présidé à la décision de l'I.-P.-É. de ne pas participer au projet de la pointe Lepreau sont énoncées dans la partie de la section 3.2.3 portant sur la Société de l'énergie des Maritimes.

36 Maritime Electric Company, Limited, rapport annuel de 1977, p. 3.

37 L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1988, p.19. Cela comprend les 20 MW provenant de la centrale de Dalhousie appartenant aux deux provinces et située au Nouveau-Brunswick.

Canada».[38] Les 20 MW de puissance que l'Î.-P.- É. reçoit en vertu de cette entente représente environ 15 % de la demande de l'île.[39]

3.3.9 Initiatives de l'Alberta et de la Colombie-Britannique

L'Alberta Interconnected System (AIS) est un organisme qui chapeaute les services d'électricité de l'Alberta. Avant 1986, il constituait à toutes fins une île électrique.[40] Les services d'électricité albertains devaient compter sur leur propre capacité génératrice de réserve installée pour assurer un approvisionnement fiable en électricité et leur capacité de réserve représentait généralement environ 22 à 25 % de la charge de pointe.[41]

Depuis 1973, le réseau de TransAlta Utilities Corporation de l'Alberta est raccordé au réseau de B.C. Hydro à Natal.[42] Cependant, la capacité limitée de l'interconnexion de Natal n'a pas permis le report de la production en Alberta et, en outre, l'exploitation de l'interconnexion a permis de constater que celle-ci ne constituait pas une source d'approvisionnement fiable car elle s'enclenchait pendant les situations d'urgence. Il fallait donc aménager une interconnexion plus importante et plus fiable.

En 1982, B.C. Hydro et TransAlta Utilities ont convenu d'établir une interconnexion qui permettrait à chaque réseau provincial de pouvoir compter sur l'autre pour 300 MW de puissance. Une interconnexion de 500 kV entre les deux réseaux a été mise en service en janvier 1986; elle offre une capacité de transfert de 1 000 MW à B.C. Hydro et de 1 200 MW à TransAlta[43], mais l'entente de réciprocité stipule que l'interconnexion doit être exploitée à 300 MW. Les deux services d'électricité avaient construit cette interconnexion surtout pour réduire leurs besoins en production en s'appuyant mutuellement. Une analyse de la fiabilité de l'AIS a révélé que l'Alberta pouvait reporter la mise en place d'une capacité de production d'environ 400 MW tout

---

[38] Énergie NB, rapport annuel de 1982, p. 5.

[39] L ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1988, p. 21.

[40] Electric Utility Planning Council, AIS RELIANCE ON EXTERNAL INTERCONNECTIONS, 22 juin 1989, p. 2.

[41] Ibid.

[42] L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1988, p. 95.

[43] Communication de TransAlta, 6 août 1991.

en s'acquittant de son obligation envers la Colombie-Britannique si l'interconnexion projetée était aménagée.[44] L'interconnexion permet aussi à la Colombie-Britannique de diminuer sa capacité génératrice de réserve interne. En outre, l'Alberta a maintenant un accès indirect au marché américain, et la Colombie-Britannique a un autre débouché pour sa puissance.

Plus récemment, l'AIS et B.C. Hydro ont participé à une étude mixte visant à évaluer les avantages potentiels de la coordination de la construction et de l'exploitation des installations de production.[45] Ces avantages potentiels sont liés à la nature différente des deux réseaux : B.C. Hydro mise principalement sur la production hydro-électrique tandis que l'AIS compte surtout sur la production thermique. Les auteurs de l'étude ont proposé quatre niveaux possibles de coordination et indiqué les avantages associés à chacun. Ils ont conclu qu'on pourrait économiser entre 600 millions et 1,2 milliard de dollars en frais de production de 1990 à 2010, suivant la nature de la coordination de la construction.[46]

3.3.10 Initiatives de l'Alberta et de la Saskatchewan

L'Alberta a également participé à une initiative bilatérale récente avec la Saskatchewan. En novembre 1989, une interconnexion de 230 kV offrant une capacité de 150 MW a été mise en service entre les deux provinces. Cette ligne s'étend de Swift Current (Saskatchewan) à Emprest (Alberta) et représente la dernière liaison entre les réseaux électriques continentaux du Canada. Il a fallu installer un poste redresseur-onduleur car l'interconnexion reliait deux réseaux asynchrones. Alberta Power Limited et SaskPower ont conjugué leurs efforts pour construire cette ligne à un coût de 41 millions de dollars.

Grâce à cette interconnexion, SaskPower compte sur une capacité de réserve de 150 MW en provenance des services albertains et, à compter de 1995, ces derniers pourront compter sur une capacité de réserve de 125 MW. Selon Alberta Power Limited, l'interconnexion avec le réseau de SaskPower présente plusieurs avantages pour l'Alberta : (i) elle fournit une source additionnelle pour l'achat d'énergie; ii) elle place l'AIS dans une meilleure position pour négocier avec la

---

[44] AIS RELIANCE ON EXTERNAL INTERCONNECTIONS, p. 3.

[45] B.C. Hydro - Alberta Interconnected System Generation Coordiantion Study, 22 mars 1989.

[46] Ibid. p. 2.

Colombie-Britannique; (iii) elle accroît la souplesse du réseau de transport dans le sud de l'Alberta; et (iv) elle permet le report possible de la mise en place d'une capacité supplémentaire en Alberta.[47]

3.4 Conclusion

D'après l'analyse précédente, il est évident que les services d'électricité de toutes les régions du pays sont disposées en général à participer à des projets de collaboration interprovinciale profitables. Cependant, quand ces projets nécessitent la prestation de services d'acheminement en transit à d'autres parties, il est difficile de parvenir à une entente. Les initiatives bilatérales ont été fructueuses dans les cas où les provinces y voyaient des avantages précis qui l'emportaient sur les risques inhérents à la participation. Il faut aussi, et c'est là un facteur tout aussi important, que les provinces aient l'impression que les avantages d'un projet conjoint seront partagés tout au long de ce dernier : c'est l'ingrédient essentiel d'un climat de collaboration soutenu. Les initiatives bilatérales fructueuses peuvent aussi aider ceux qui souhaitent préconiser une plus grande collaboration interprovinciale. Ces initiatives ont peut-être réussi, quand les initiatives nationales ou régionales ont échoué, parce qu'elles comportaient une gamme plus restreinte d'activités et offraient une formule plus précise de partage des risques et des avantages. Nous devons également souligner le fait qu'aucune initiative bilatérale ne prévoyait la création d'un organisme décisionnel autre que les provinces elles-mêmes. Il se peut aussi que les provinces soient disposées à conclure des ententes bilatérales parce qu'elles ne craignent alors pas de perdre leur autonomie. Les personnes qui concoivent des mesures visant à accroître la collaboration interprovinciale doivent donc trouver des mécanismes de nature à procurer des gains économiques, tout en conservant la confiance des services d'électricité et des provinces.

---

[47] Public Utilities Board, Alberta, Decision E89004, Re : Alberta Power Ltd., Edmonton Power, TransAlta Utilities Corporation, 15 février 1989, p. 39.

4. NATURE ET AVANTAGES DE LA COLLABORATION ENTRE LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

4. NATURE ET AVANTAGES DE LA COLLABORATION ENTRE LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

4.1 Introduction

La collaboration entre les services publics et privés dans le commerce de l'électricité constitue un vaste domaine d'étude, qui englobe des activités et des fonctions nombreuses et variées. L'objet de ce chapitre est de décrire certains des principaux aspects de la question et de souligner les avantages (et les contraintes) associés aux diverses catégories et sous-catégories de collaboration.

4.2 Aspects de la collaboration entre les services d'électricité

La description des diverses formules de collaboration entre les services d'électricité présente deux grandes difficultés. La première a trait à la terminologie. Les termes et expressions utilisés dans un certain sens par un groupe de services peuvent avoir un sens légèrement différent pour d'autres services. C'est pourquoi il n'existe pas de terminologie unique «exacte» pouvant servir à décrire les formes de collaboration entre les services d'électricité. Pour surmonter cette difficulté, nous avons défini, dans la présente, les notions les plus importantes avec toute la précision nécessaire, compte tenu du contexte; nous nous sommes par la suite efforcés de les employer uniformément, même si cela peut parfois sembler quelque peu arbitraire.

La deuxième difficulté réside dans les nombreux aspects différents que revêt la collaboration entre les services d'électricité. Tout accord de collaboration peut être décrit sous l'angle de ses objectifs fondamentaux, des services particuliers offerts, des paramètres financiers, de la durée du contrat, de la nécessité d'un acheminement en transit et ainsi de suite. Nous pouvons dénombrer au moins huit des aspects de la collaboration :

(1) Les services d'électricité concluent des accords de collaboration dans plusieurs *buts*, par exemple pour améliorer la fiabilité des réseaux associés ou pour tirer certains avantages économiques.

(2) Les accords se divisent en deux grandes *catégories fonctionnelles* (l'exploitation et la planification), lesquelles se subdivisent en de nombreuses sous-catégories fonctionnelles.

(3) Les accords peuvent être bilatéraux ou multilatéraux, la distinction étant très importante étant donné que le deuxième type d'accord suppose un *acheminement en transit*.

(4) Il existe divers *mécanismes* de collaboration officiels ou informels, qui vont de la conclusion de marchés à titre informel à différents types d'accords de mise en commun.

(5) Les accords de collaboration peuvent porter sur différentes périodes de *temps*.

(6) Ils peuvent comporter différentes *dispositions économiques*.

(7) Ils peuvent avoir d'importantes *répercussions sur l'environnement*.

(8) L'*étendue géographique* visée peut varier considérablement.

Chacun de ces huit aspects est abordé ci-après. Mais d'abord, il importe de souligner que, bien que l'analyse des divers aspects et sous-aspects de la collaboration entre les services d'électricité soit utile à des fins descriptives, les services n'envisagent pas la collaboration dans une optique aussi abstraite. C'est parce qu'en réalité, les divers aspects sont inextricablement liés. À titre explicatif, nous présentons ci-après un bref exposé de la façon dont la collaboration entre les services d'électricité au Canada a évolué au fil des ans.

Au Canada, les services d'électricité ont en général démarré en tant que réseaux isolés desservant des clients locaux. La collaboration a débuté lorsqu'ils ont pour la première fois conclu des conventions d'interconnexion bilatérales avec leurs voisins immédiats de la même province. La collaboration intraprovinciale s'est ensuite poursuivie, se traduisant par des fusions de sociétés, la création de sociétés d'État ou de la Couronne provinciales et l'apparition de mécanismes officiels et informels de mise en commun entre différents services. La collaboration interprovinciale et internationale s'est développée dans la foulée de la collaboration intraprovinciale, suite à une série d'ententes bilatérales qui ont préparé la voie aux quelques grandes interconnexions qui couvrent aujourd'hui l'ensemble du continent. En outre, l'interdépendance croissante des réseaux raccordés a entraîné l'établissement de mécanismes de plus en plus structurés permettant de définir et de réglementer les critères communs de fiabilité. Il est probable que d'autres accords de collaboration - intraprovinciale, interprovinciale et

internationale - seront conclus à mesure que le réseau électrique canadien se développera. (Voir à ce propos le chapitre 1.)

4.3 But de la collaboration entre les services d'électricité

En collaborant entre eux, les services d'électricité poursuivent de nombreux buts. Par exemple, ils collaborent ensemble à divers programmes d'échange d'information, à la prestation de services de soutien en cas d'urgence (ce qui comprend les installations et les équipes de réparation) ainsi qu'à la gestion de la recherche et du développement. Ils unissent aussi leurs efforts pour élaborer les critères de fiabilité qui régissent la planification et l'exploitation de leurs interconnexions, et ils planifient et exploitent leurs réseaux en collaboration pour s'assurer que les critères établis sont respectés. Les services d'électricité peuvent aussi collaborer entre eux afin: (i) d'optimiser la mise en valeur et l'utilisation des ressources, en tenant compte de facteurs tels que les charges financières, les répercussions environnementales, les incidences socio-économiques et la sécurité des approvisionnements; (ii) de maximiser les possibilités d'exportation aux autres provinces et à l'étranger; et (iii) de réaliser les économies qu'offrent les groupes importants de production d'électricité. Nous pouvons généralement qualifier ces trois derniers buts d'objectifs «économiques».

Il est intéressant de souligner que même si l'industrie d'approvisionnement d'électricité fait généralement une distinction entre la collaboration à des fins de «fiabilité» et la collaboration à des fins d'«économie», les deux notions sont en fait indissociables. La notion de fiabilité s'inscrit dans celle du service; les services d'électricité s'efforcent en effet d'offrir à leurs clients un service fiable à un coût raisonnable, le plus bas possible. C'est donc dire qu'on ne peut, à proprement parler, dissocier la fiabilité de l'économie, mais il est néanmoins utile de préserver cette distinction parce que les projets de collaboration réalisés sous les auspices du North American Electric Reliability Council (NERC) sont des projets auxquels tous les services membres souscrivent volontairement à des fins de soutien et d'aide mutuels tandis que les diverses conventions économiques sont généralement plus discrétionnaires.

Cette étude n'était pas préoccupée par les grands modes de collaboration particuliers qui se sont instaurés et qui continuent de s'instaurer au sein du NERC à des fins de fiabilité. Elle portait plutôt sur la façon dont la collaboration peut permettre de réaliser et de mettre en valeur d'autres objectifs.

4.4 Aspect fonctionnel

Par aspect fonctionnel, on entend ce que les services d'électricité *font* réellement lorsqu'ils conviennent de collaborer dans un but précis; l'aspect fonctionnel représente la deuxième dimension de la collaboration entre les services d'électricité. Les deux fonctions fondamentales des services d'électricité sont l'exploitation et la planification. L'exploitation vise à optimiser l'utilisation d'un ensemble fixe d'installations afin de répondre aux besoins actuels tandis que la planification a pour objet d'optimiser le rendement du réseau afin de répondre aux besoins futurs.

Des services peuvent coordonner leurs fonctions d'exploitation et intégrer leurs fonctions de planification selon diverses formules. Quelques-unes d'entre elles sont décrites ci-dessous. La liste des formules présentées n'est pas exhaustive; elle est plutôt donnée à titre indicatif. Néanmoins, comme l'aspect fonctionnel est essentiel à la délimitation du champ d'application de cette étude, les exemples présentés comportent suffisamment de détails pour permettre l'identification des types de collaboration qui présentent le plus d'intérêt.

4.4.1 Accords d'exploitation

Les services d'électricité isolés n'ont d'autre choix que de répondre à la demande en planifiant et en exploitant leur réseau de la façon la plus économique possible qui soit sur une base d'autosuffisance. Or, lorsque deux ou plusieurs réseaux sont interconnectés, chacun d'eux a la possibilité d'accéder à plus grand nombre de groupes de production d'électricité. Ils peuvent donc conclure diverses ententes mutuellement avantageuses dans la mesure où le permettent les contraintes du transport. Il existe une multitude d'ententes de ce genre, lesquelles sont habituellement définies dans les conventions d'interconnexion et reposent sur l'état des deux réseaux d'électricité à un moment donné. Quelques-unes des plus courantes sont décrites ci-dessous.

Énergie d'économie

L'énergie d'économie est l'énergie livrée à un service d'électricité qui possède déjà suffisamment de capacité et d'énergie pour répondre à la demande, y compris celle des marchés d'exportation, pour lui permettre de réaliser des économies dans les coûts de production. L'énergie d'économie provenant du réseau fournisseur sert à remplacer l'énergie qui serait autrement produite par le

réseau acquéreur, mais à un coût marginal plus élevé. Par exemple, une centrale hydro-électrique dont les réservoirs contiennent plus d'eau qu'il n'est nécessaire selon les prévisions peut vendre de l'énergie à une centrale thermique voisine afin de remplacer le combustible que cette dernière aurait autrement utiliser. L'énergie d'économie est généralement programmée sur une base horaire, sous réserve des contraintes de transport, et peut être interrompue à n'importe quel moment dès la signification d'un préavis. Ce dernier doit être suffisamment long pour permettre au service acquéreur de démarrer ses groupes périphériques.

L'énergie d'économie peut se diviser en diverses sous-catégories. Par exemple, les réseaux hydro-électriques font une distinction entre l'«énergie secondaire» qui peut être stockée et vendue au moment où elle atteint sa valeur économique maximale, et l'«énergie de trop-plein» ("spill energy") qui, si elle n'est pas vendue immédiatement, devra être déversée parce que les réservoirs sont remplis à capacité. D'autres distinctions sont établies selon que la source d'énergie fournie est une ressource renouvelable (eau) ou une ressource non renouvelable (charbon). En général, différentes formules de tarification s'appliquent à chacune de ces sous-catégories. Certains services d'électricité utilisent l'expression «économie d'énergie» quand l'énergie thermique sert à remplacer une autre forme d'énergie thermique plus chère et l'expression «remplacement de combustible» quand une source d'énergie renouvelable (p. ex. l'hydro-électricité) remplace la production thermique.

Capacité et énergie autres que d'économie

L'énergie d'économie est généralement programmée sur une base horaire. Une capacité et de l'énergie peuvent être également acquises pour des périodes plus longues, qui vont de quelques semaines à plus d'un an. Elles excèdent alors les besoins et les engagements du vendeur et sont utilisées par l'acheteur pour rentabiliser davantage son réseau et en accroître la fiabilité. Ces ententes à plus long terme prennent diverses formes.

- *Capacité et énergie pendant une panne programmée* -fournies pendant une panne programmée du réseau acquéreur.

- *Capacité et énergie de participation* - capacité et énergie connexe constamment disponibles à partir d'un ou de plusieurs groupes de production désignés (sauf lorsque ces groupes sont arrêtés temporairement).

- *Capacité et énergie du réseau* - constamment disponibles à partir de l'ensemble du réseau du fournisseur.

- *Capacité et énergie de pointe* - capacité et énergie connexe vendues en supposant qu'elles auront un faible facteur d'utilisation, c'est-à-dire qu'on n'y aura recours qu'en période de pointe.

- *Énergie supplémentaire* - énergie fournie en complément de la capacité de production hors-pointe du service acquéreur pendant les périodes d'insuffisance prolongées. Elle peut être acquise par un réseau hydro-électrique les années où les précipitations sont faibles ou par un réseau thermique lorsque les approvisionnements en combustible de l'étranger ne sont pas disponibles.

- *Capacité et énergie d'urgence* - fournies lorsqu'un réseau est incapable de répondre à la demande en raison d'une panne forcée. L'urgence est normalement limitée dans le temps aux termes de la convention d'interconnexion. Si la panne se prolonge au-delà de la période d'urgence convenue, on fournit au besoin une capacité et de l'énergie d'un autre type.

- *Capacité et énergie environnementales* - fournies pour aider le réseau acquéreur à répondre à ses normes environnementales (p. ex. un réseau thermique peut respecter les limites d'émissions en achetant de la capacité et de l'énergie d'un réseau hydro-électrique).

Gestion des réserves d'exploitation

Les services d'électricité maintiennent des réserves d'exploitation afin de pouvoir faire face à divers imprévus (p. ex. pertes d'éléments d'approvisionnement importants). Il existe plusieurs catégories de réserves d'exploitation. Les «réserves de dix minutes» doivent être entièrement utilisables dans les dix minutes; elles permettent de faire face à un premier imprévu. Les réserves de dix minutes comprennent ce qui suit : la capacité non utilisée raccordée de façon synchrone au réseau du fournisseur (réserves tournantes), les groupes qui peuvent être mis en marche et chargés dans les dix minutes, et les réductions de charge qui peuvent être faites dans le même délai. Les «réserves de trente minutes» sont des réserves d'exploitation supplémentaires qui

peuvent être constituées dans les trente minutes; elles permettent généralement de faire face à un deuxième imprévu. Les exploitants de réseau gèrent leurs réserves d'exploitation en tenant compte de l'importance de la charge prévue, de la disponibilité des différents types de groupes de production de leur réseau, des congestions du réseau de transport et de la capacité de leurs interconnexions. S'ils tiennent compte de ce dernier facteur, c'est que les services associés peuvent réaliser des économies réciproques dans la gestion de leurs réserves d'exploitation parce qu'une panne de production forcée entraîne un accroissement instantané des débits d'énergie dans les raccordements. En fait, l'interconnexion sert de génératrice de réserve.

Programme d'entretien

La gestion des réserves d'exploitation est liée à la question de la planification de l'entretien des groupes de production et des lignes de transport. Deux des principales variables dont l'exploitant de réseau doit tenir compte pour se préparer à faire face à des imprévus selon les groupes disponibles et l'état du réseau de transport. Un programme d'entretien coordonné exécuté par un groupe de services peut permettre de réduire les coûts et d'accroître la fiabilité, étant donné que l'utilisation d'installations inefficaces et les réductions temporaires des réserves peuvent être minimisées ou éliminées.

Contrôle de la fréquence de charge

Dans l'exploitation strictement minutée d'un réseau d'électricité, la production doit correspondre à la charge totale nécessaire pour maintenir la fréquence du réseau et pour garantir que les débits des raccordements coïncident le plus possible avec les débits programmés. Cette fonction est exécutée automatiquement par le système automatisé de contrôle de la production qui, par le biais de mécanismes de contrôle de réaction, modifie automatiquement la production de certaines centrales (centrales de régularisation) afin de maintenir les fréquences et les débits des raccordements aux niveaux voulus. Les services d'électricité interconnectés peuvent exécuter les fonctions du système de contrôle de chacun de leur côté ou d'une façon intégrée. Lorsqu'un des services associés ne possède pas suffisamment de centrales de régularisation ou que son système automatisé ne fonctionne pas, il peut acquérir ce service auprès d'autres services auxquels il est raccordé.

Répartition économique

Pour assurer l'exploitation au moindre coût des réseaux et répondre aux demandes combinées, on répartit la charge des génératrices des réseaux interconnectés en fonction des coûts marginaux de production, c'est-à-dire que les génératrices dont les coûts sont les moins élevés sont utilisées en premier.

4.4.2 Accords de planification

Les services d'électricité doivent s'assurer: (i) que la capacité de production totale de leur réseau plus la capacité retenue par contrat auprès d'autres réseaux sont suffisantes pour répondre à la charge de pointe de leur réseau et pour respecter les engagements fermes pris à l'extérieur, tout en maintenant une marge de réserve adéquate pour assurer l'entretien programmé et faire face aux pannes forcées des groupes de production et, dans certains cas, faire face à une croissance imprévue de la charge; (ii) que l'énergie fiable du réseau plus l'énergie acquise permettent de répondre à la demande d'énergie garantie et de respecter les engagements fermes pris à l'extérieur; (iii) que les possibilités qui s'offrent à chacun en ce qui a trait à l'achat, à la vente et à l'échange de capacité et d'énergie sur les marchés extérieurs ont été optimisées; et (iv) que le réseau de transport est capable de supporter la charge du réseau d'une manière fiable.

Pour que ces objectifs soient atteints, les planificateurs de réseau évaluent un certain nombre de facteurs, notamment les coûts d'immobilisations, les contraintes sociales et environnementales, la disponibilité et le coût probables futurs du combustible, les contraintes d'ordre financier et réglementaire, et la mesure dans laquelle l'agencement des moyens de production est équilibré pour ce qui est de la taille, du nombre, du type et de l'emplacement des divers groupes de production du réseau. Lorsque des services d'électricité conviennent d'intégrer leurs fonctions de planification, la gamme des possibilités qui s'offrent à eux peut augmenter considérablement dans l'intérêt commun de toutes les parties associées. Les principales formules d'intégration des fonctions de planification sont énoncées ci-après.

Contrats d'achat et de vente

La signature d'un contrat d'achat ou de vente particulier entre deux services d'électricité constitue peut-être la forme de collaboration la plus simple au chapitre de la planification. Les ententes de

ce genre se divisent en au moins deux catégories distinctes : (i) les ententes d'équilibrage de l'offre et de la demande à venir et (ii) les contrats d'achat à long terme.

Parce qu'il peut s'écouler beaucoup de temps entre la date à laquelle on décide de construire de nouvelles installations et la date de leur mise en exploitation, et parce qu'on ne saurait prévoir avec certitude l'accroissement futur de la demande, les services d'électricité doivent sans cesse réévaluer *l'équilibre de l'offre et de la demande à venir*. (Par «à venir», on entend ici la période suivant la prise d'engagements relativement à la construction des installations, mais précédant la mise en exploitation des nouvelles centrales.) Dans tous les cas, l'objectif est de maintenir des marges de réserve aux fins de la fiabilité du réseau tout en minimisant les coûts globaux. Les services d'électricité ont l'occasion de collaborer aux fins de l'équilibrage de l'offre et de la demande car, même s'ils se sont engagés à construire de nouvelles installations, ils peuvent décider de reporter temporairement le début des travaux lorsque les réseaux voisins enregistrent, à court terme, une capacité excédentaire. À l'inverse, lorsque la demande est plus forte qu'on ne l'avait prévu, les services d'électricité sont parfois tenus de collaborer entre eux afin de maintenir des réserves suffisantes. Sur le plan de l'offre, les contrats de vente permettent aux services d'électricité de tirer des recettes de la capacité et de l'énergie excédentaires qu'ils affichent parfois lorsqu'ils mettent en service de grandes installations.

Lorsqu'ils établissent des plans pour répondre à la demande à long terme, les services raccordés peuvent soit construire de nouvelles installations, soit acheter de l'énergie d'ailleurs. La plupart retiennent la première option. Cependant, il arrive parfois que des services d'électricité concluent des *contrats d'achat à long terme d'énergie et de capacité garantie* afin de minimiser les coûts. Ces contrats ne peuvent ne pas être des groupes de production particuliers; le vendeur s'engage essentiellement à fournir de l'énergie ou une capacité à partir de l'ensemble de son réseau. Dans un tel cas, c'est à lui qu'il revient de fournir les réserves de production nécessaires.

Planification de la production

Les services d'électricité peuvent intégrer leurs fonctions de planification suivant diverses formules, selon les caractéristiques de leur réseau respectif et la mesure dans laquelle ils sont disposés à dépendre de ressources de production se trouvant à l'extérieur du territoire qu'ils couvrent. Deux ou plusieurs services d'électricité peuvent, suivant la formule la plus simple, convenir de partager les réserves de planification. Il leur est possible de conclure des accords de

collaboration plus complexes lorsqu'ils s'alimentent à un réseau fluvial commun, qu'ils peuvent tirer parti de la synergie hydro-électrique/thermique ou hydro-électrique/marémotrice ou que leur charge de pointe survient à des moments différents. Des services publics peuvent plus généralement intégrer la totalité de leurs fonctions de planification de la production en convenant d'aménager de nouvelles installations suivant des critères objectifs - c'est-à-dire sans égard à des considérations partiales comme le choix de l'emplacement des installations requises. Ces accords sont expliqués plus en détail dans les paragraphes qui suivent.

Il y a possibilité de *partage des réserves*, peu importe la capacité de production des réseaux interconnectés. Les services d'électricité maintiennent des réserves pour permettre l'exécution des travaux d'entretien et pour faire face aux pannes forcées qui surviennent dans les grandes centrales. Les interconnexions permettent aux services de partager leurs réserves de production, ce qui a pour effet de réduire le volume total des réserves que les réseaux associés doivent maintenir. Au stade de la planification, les services d'électricité sont en mesure de déterminer la taille et l'agencement optimums des réserves à long terme. En général, les avantages qu'offre le partage des réserves sont inversement proportionnels à la taille relative des réseaux associés. Les petits réseaux en tirent normalement des avantages relativement plus grands.

On parle de *synergie hydraulique-hydraulique* lorsque la gestion conjointe d'un réseau fluvial partagé présente des avantages. Par exemple, il peut arriver que les réservoirs d'un service n'aient pas la capacité nécessaire pour stocker toute l'eau disponible à un moment donné. Si le réseau voisin possède des installations de stockage capables de régulariser le débit fluvial, c'est pour les deux services l'occasion de collaborer. La collaboration a pour objet de gérer les débits et le stockage de manière à maximiser les avantages que peuvent en tirer les réseaux associés.

Il y a possibilité de *synergie hydraulique-thermique* lorsqu'un réseau à prédominance hydraulique est situé à proximité d'un réseau à prédominance thermique. Les réseaux faisant essentiellement appel à l'énergie hydraulique qui ont une capacité de stockage limitée placent généralement l'énergie au premier rang des critères de planification des nouvelles installations. Par contre, les réseaux qui font surtout appel à l'énergie thermique sont généralement capables de produire plus d'énergie qu'ils n'en ont besoin. Pour eux, le critère de planification principal est la capacité. Le raccordement de réseaux hydro-électriques et de réseaux thermiques offre aussi de nombreuses possibilités avantageuses pour toutes les parties. Par exemple, les accords visant les réserves énergétiques peuvent accroître la quantité d'énergie garantie que les réseaux hydro-électriques

peuvent programmer, leur permettant ainsi de reporter à plus tard la construction des installations qui seraient autrement nécessaires, ou encore de conclure des contrats d'exportation conjoints visant une plus grande qualité et quantité de puissance électrique. Pour leur part, les réseaux thermiques peuvent compter sur les réseaux hydro-électriques en période de pointe et peuvent également tirer parti des nouvelles centrales hydro-électriques pouvant être aménagées à des coûts inférieurs à ceux qu'entraîne la construction d'une centrale thermique.

Il a également possibilité de *synergie hydraulique-marémotrice* parce que les périodes pendant lesquelles les réseaux d'énergie marémotrice peuvent livrer de plus grandes quantités d'énergie électrique ne correspondent généralement pas aux périodes au cours desquelles cette énergie est nécessaire. On peut donc procéder à un «rajustement» en emmagasinant cette énergie dans un réseau hydro-électrique affichant une capacité de stockage excédentaire et ce, jusqu'à ce qu'on en ait besoin.

Des services d'électricité peuvent conclure des *accords de diversité saisonnière ou de temps* lorsqu'ils constatent que leurs périodes de pointe respectives ne coïncident pas. Cette diversité de temps s'explique d'au moins trois façons. D'abord, les périodes où la demande d'électricité atteint son seuil maximal dépendent des conditions climatiques et d'une foule d'autres variables. Sur le plan statistique, la période de pointe varie donc d'une région à l'autre. Deuxièmement, les fuseaux horaires entraînent une certaine diversité des périodes de pointe sur l'axe est-ouest. Troisièmement, il existe une diversité saisonnière sur l'axe nord-sud : les services d'électricité situés au nord ont généralement leurs périodes de pointe en hiver tandis que les services qui se trouvent au sud connaissent leurs périodes de pointe l'été. Le fait que les périodes de pointe d'un service ne coïncident généralement pas avec celles d'un autre peut faire réaliser des économies aux entreprises qui décident de collaborer entre elles. Les accords de diversité de temps peuvent prendre la forme d'un échange d'équivalent, selon lequel la capacité et l'énergie livrées par un réseau lui sont remis à une date ultérieure, ou encore les services sont acquittés au comptant lorsqu'ils sont fournis.

On parle d'*optimisation* dans un cadre de collaboration lorsque des services d'électricité conviennent: (i) d'évaluer toutes les possibilités de production s'offrant à eux selon des critères communs objectifs; puis (ii) de les classer en fonction des critères établis. Lorsque des services différents ont accès à des ressources, des spécialités technologiques et des possibilités d'emplacements différents, la méthode d'évaluation permettra probablement d'établir une

hiérarchie indiquant l'ordre dans lequel les installations en cause devraient être aménagées. L'efficacité de cette formule de collaboration est directement fonction de la mesure dans laquelle les décisions sont fondées sur des critères d'évaluation objectifs; plus on tiendra compte de critères partiaux, plus les décisions risqueront de donner des résultats inférieurs à ceux qu'on obtiendrait autrement.

Planification du transport

La planification conjointe des interconnexions est essentielle à toutes les autres formes de collaboration entre les services d'électricité, et les avantages de l'interconnexion sont généralement reconnus. Ce qui est moins largement reconnu cependant, c'est que des services raccordés peuvent profiter mutuellement de l'intégration plus générale de leur fonction de planification du transport et ce, parce que tout nouveau réseau de transport aura des répercussions sur chaque service d'électricité faisant partie du réseau d'interconnexion. Par exemple, un service d'électricité canadien peut tirer parti de l'accroissement de la capacité de transfert selon l'axe nord-sud d'un de ses voisins canadiens, parce que cet ajout peut signifier, pour ses interconnexions nord-sud, l'élimination d'une contrainte d'exploitation que les exigences de fiabilité lui imposaient.

Commercialisation des exportations et coordination des importations

La collaboration à des fins de planification débute normalement dans un contexte régional; plusieurs membres d'un groupement régional peuvent simultanément faire affaire avec des services de l'extérieur de la région pour acheter ou vendre de l'électricité. Selon le stade d'évolution du groupement, il peut être avantageux de coordonner ces fonctions d'échange avec l'extérieur. Lorsqu'un groupement régional donné est un acheteur net auprès des vendeurs de l'extérieur, des économies peuvent être réalisées parce que la collaboration permet aux nombreux membres d'acheter en plus grande quantité et de négocier en tant que seule et même entité. Lorsqu'un groupement régional donné est un vendeur net sur des marchés extérieurs, la collaboration permet aux membres d'augmenter la quantité de même que la qualité de l'électricité vendue, ce qui accroît la rentabilité des opérations de vente.

4.5 Accords prévoyant un acheminement en transit

Le troisième aspect de la collaboration entre les services d'électricité a trait au *nombre* d'entités associées. Il existe une distinction fondamentale entre les accords bilatéraux et les accords multilatéraux, et cette distinction est importante parce que la collaboration multilatérale entraîne un *acheminement en transit*, sous une forme ou une autre. L'acheminement en transit désigne le transfert d'électricité d'un service à un autre, par le biais d'un réseau de transport d'une tierce partie. Les accords d'acheminement en transit permettent le commerce de capacité et d'énergie sur de très grandes étendues géographiques. Ce qui les caractérise essentiellement, c'est que les services intermédiaires mettent à la disposition d'autres parties, sous réserve de certaines conditions, leur capacité de transport excédentaire, ce qui permet aux vendeurs d'avoir accès à plus d'un acheteur, et aux acheteurs, à plus d'un vendeur.

Un certain nombre d'accords fonctionnels décrits à la section 5.4, qu'ils aient trait à l'exploitation ou à la planification, pourraient nécessiter un acheminement en transit. Cependant, l'acheminement en transit soulève un certain nombre de questions qui lui sont propres; c'est pourquoi il est utile d'aborder le sujet séparément.

Il existe différents *modes* et différents *vecteurs institutionnels* d'acheminement en transit. D'abord, les deux modes fondamentaux sont l'acheminement garanti et l'acheminement non garanti. Les vecteurs institutionnels se divisent, quant à eux, en trois catégories distinctes : l'achat et la vente par intermédiaires, la commercialisation de l'énergie et les contrats d'acheminement. Ces notions sont décrites brièvement ci-dessous.

4.5.1 Modes fondamentaux d'acheminement en transit

Acheminement en transit non garanti

Les accords d'acheminement en transit non garanti (ou interruptible) sont normalement de courte durée et n'entraînent habituellement pas l'agrandissement des installations. Ils sont pour la plupart conclus dans un contexte d'exploitation lorsqu'un service d'électricité désire remplacer l'énergie qu'il produit à un coût élevé par de l'énergie achetée à meilleur marché auprès d'un autre service avec lequel il n'est pas raccordé. Les parties peuvent mettre fin à un accord selon les modalités prévues par l'acheteur, le vendeur ou le service qui assure l'acheminement en transit.

Acheminement en transit garanti

Les accords d'acheminement en transit garanti sont conclus dans un contexte d'exploitation ou de planification lorsqu'un acheteur ou un vendeur désire échanger un volume de puissance garantie avec un autre service d'électricité avec lequel il n'est pas raccordé. Le service qui assure l'acheminement en transit est alors prié de fournir un moyen de transport pour la durée du contrat d'achat-vente. L'entreprise d'électricité qui demande le service d'acheminement précise les paramètres du service dont elle a besoin, en fournissant des détails comme la durée, le calendrier, les points de livraison et de réception, le degré de garantie requis et le niveau de risque que les deux parties au contrat sont disposées à assumer. Le service qui assure l'acheminement en transit mène habituellement les études nécessaires pour évaluer les effets qu'aura le service demandé sur son réseau, en tenant compte de l'obligation première à laquelle il est tenu, soit respecter ses propres engagements fermes au coût le plus bas possible. À la lumière des résultats de ces études, il peut déterminer s'il devra apporter des modifications à son réseau de transport pour pouvoir fournir le service demandé.

4.5.2 Vecteurs institutionnels pour effectuer l'acheminement en transit

Achat et vente par intermédiaires

L'achat et la vente par intermédiaires donnent lieu à des contrats d'achat-vente distincts mais reliés. Dans ce cas, les acteurs principaux sont l'acheteur et le vendeur en bout de ligne. Ce sont eux qui établissent les arrangements contractuels requis. Les intermédiaires jouent un rôle secondaire; ils achètent et revendent le service que les acteurs principaux désirent échanger, sans pour l'essentiel modifier la qualité du service. Le bénéfice qu'en tirent les intermédiaires provient de la différence entre le prix d'achat et le prix de vente.

Commercialisation de l'énergie

Dans le cadre de cette étude, il peut s'avérer difficile de distinguer la commercialisation (commerce direct) de l'énergie et l'achat et la vente par intermédiaires. Il y a commercialisation de l'énergie lorsqu'un service d'électricité intermédiaire prend l'initiative de l'ensemble des transactions en achetant et en vendant une capacité et de l'énergie d'une façon telle qu'il n'y a

pas nécessairement de rapport entre les services achetés et les services vendus. En fait, le service intermédiaire achète divers services liés à l'électricité, les fractionne puis les recompose sous la forme désirée par le consommateur. S'il y a recomposition, c'est que l'intermédiaire achète divers services au chapitre de la capacité et de l'énergie puis les combine à ceux qu'offre son propre réseau. Il y a donc lieu de se demander si le service d'électricité qui s'adonne à la fois à l'achat et à la vente assure vraiment l'acheminement en transit. Cependant, on peut parler d'acheminement en transit dans la mesure où l'intermédiaire est à la fois acheteur et vendeur même si l'on ne peut pas déterminer la nature précise du mode d'acheminement.

Acheminement par contrat

L'achat et la vente par intermédiaires et la commercialisation de l'énergie ont une caractéristique distincte : les parties non raccordées ne font pas affaire directement entre elles. Il y a acheminement par contrat quand les parties intermédiaires conviennent de fournir un service d'acheminement en transit *comme tel*, ce qui permet aux acheteurs et aux vendeurs non raccordés de négocier directement. Le prix du service d'acheminement en transit peut être établi à l'avance ou être négocié de façon ponctuelle.

4.6 Mécanismes de collaboration

Le quatrième aspect de la collaboration entre les services d'électricité a trait aux *mécanismes* officiels et informels que les services mettent en place pour favoriser la coopération. La meilleure façon de présenter ces mécanismes consiste peut-être à examiner deux cas limites. À une extrémité, on trouve un service d'électricité qui conclut simplement un marché *ad hoc* avec un réseau voisin interconnecté sans recourir à un mécanisme de collaboration formel. À l'autre extrémité, un service se fusionne avec un ou plusieurs autres services pour former une seule entité, et le mécanisme de collaboration devient une structure de gestion unifiée relevant d'un seul conseil d'administration. Entre ces deux extrêmes, il y a diverses formules de mise en commun dans le cadre desquelles certaines fonctions sont entièrement intégrées et d'autres ne le sont pas du tout. Plus les fonctions sont intégrées, plus la mise en commun est «intégrale».

Pour préciser davantage cet aspect particulier, nous décrivons quatre notions ci-dessous. Aucune d'elles ne définit parfaitement les mécanismes de collaboration existants, mais elles permettent de cerner la gamme de possibilités.

Marchés sans caractère officiel

La conclusion de marchés sans caractère officiel constitue le mode le plus répandu d'interaction entre services d'électricité. Chaque transaction est conclue séparément et les décisions sont prises de manière ponctuelle. Le degré de collaboration varie suivant les circonstances. La collaboration peut être, à un moment donné, intense ou encore presque nulle. Lorsque les accords sont tout à fait informels, chaque service se perçoit comme une entité entièrement autonome chargée de répondre de la manière la plus économique et la plus fiable à la demande qu'il enregistre. Tant sur le plan de l'exploitation que sur celui de la planification, chaque entité conserve un très haut degré d'autonomie.

Mise en commun partielle

On parle de mise en commun partielle lorsque des services d'électricité conviennent de coordonner d'une certaine façon leurs fonctions d'exploitation. Le mécanisme utilisé dans ce cas peut être très informel (p. ex. les exploitants de réseaux peuvent simplement élaborer, avec le temps, un ensemble de procédés d'exploitation mutuellement acceptables) ou encore très officiel (p. ex. les entités regroupées peuvent créer un bureau central chargé de mettre en oeuvre un ensemble d'activités qu'elles auront négociées et qui seront de ce fait bien définies).

L'un des moyens les plus efficaces qui s'offrent aux services qui souhaitent procéder à une mise en commun partielle consiste à centraliser leurs fonctions d'engagement et de répartition économique des groupes de production; de cette façon, les décisions sur la question de savoir quels groupes seront engagés et répartis de façon économique en vue de répondre à la charge globale du réseau sont prises à partir d'un centre d'exploitation commun. Grâce à la centralisation des fonctions d'engagement et de répartition, l'acheminement en transit ne pose aucun problème et l'exploitant central dispose de toute l'information nécessaire pour répondre aux besoins en énergie et en capacité au coût le plus bas possible et en conformité avec les critères de fiabilité établis pour l'ensemble du réseau.

Un accord de mise en commun peut aussi donner lieu à une centralisation des fonctions de planification opérationnelle, ce qui comprend entre autres les évaluations des réserves, l'élaboration du programme d'entretien, l'établissement de prévisions relatives à la charge à court

terme, l'énoncé des contraintes de transport ainsi que les spécifications touchant le montage de l'appareillage.

Courtage des services énergétiques

La coordination des fonctions d'engagement et de répartition économique des groupes de production peut s'effectuer de d'autres façons. Dans le courtage des services énergétiques, par exemple, les services d'électricité mettent ensemble sur pied un centre d'information afin de compiler les prix d'achat, de vente et d'acheminement en transit pratiqués par chaque membre participant. Cette information est ensuite mise à la disposition de tous les membres, ce qui permet à ceux-ci de conclure des ententes économiques rentables pour toutes les parties là où cela s'avère avantageux. Théoriquement, cette formule est aussi efficace que la centralisation des fonctions d'engagement et de répartition parce que, comme nous venons de le mentionner, tous les renseignements pertinents sont mis à la disposition des membres du groupement, lesquels tiennent à exploiter les débouchés les plus économiques qui s'offrent à eux.

Mise en commun intégrale

La mise en commun intégrale est une entente formelle entre deux ou plusieurs services aux fins de la coordination des fonctions d'exploitation et également de l'intégration des fonctions de planification. La planification intégrée que suppose une mise en commun intégrale peut faire suite à une mise en commun partielle. Grâce à la mise en commun intégrale, le double emploi peut être éliminé dans une certaine mesure et un plus haut degré d'optimisation peut être généralement atteint.

Fusion

Dans le cadre des mécanismes décrits ci-dessus, chaque service participant conserve son individualité et son autonomie décisionnelle. La suite logique de la mise en commun intégrale est le regroupement des entités associées qui décident de profiter de tous les avantages possibles de la collaboration en ne formant qu'une seule entité. Théoriquement, ces fusions sont sensées à condition que les déséconomies ne dépassent pas les économies d'échelle.

L'élaboration de projets conjoints est un autre genre de mécanisme de coopération. Une description de ce genre de mécanisme suit.

Élaboration de projets conjoints

Il peut arriver que deux ou plusieurs services collaborent dans le but de mettre en place une nouvelle grande installation de production et de transport. Les accords conclus peuvent aussi porter sur d'autres points comme la gestion des réservoirs situés sur un réseau fluvial commun. Certes, les ententes visant des projets conjoints peuvent s'avérer très complexes et nécessiter un degré très élevé d'interconnexion entre les réseaux associés, mais les fonctions de planification sont généralement limitées au projet en cause et les opérations sont donc régies par les modalités du contrat. L'accord conclu ne prévoit généralement pas une intégration plus poussée des fonctions de planification des signataires. Les ententes visant les projets conjoints peuvent s'appliquer à une période de temps déterminée ou à toute la durée du projet. La capacité et l'énergie produites ne sont garanties que si le groupe de production l'est également.

4.7 Aspect temporel

Tout accord de collaboration conclu entre services d'électricité porte sur une période de temps précise, qui va de quelques minutes pour ce qui est de certaines fonctions d'exploitation à plusieurs décennies dans le cas de contrats d'achat ou de vente à long terme. Généralement, les accords d'exploitation portent sur des périodes plus courtes que les accords de planification même si les expressions «à court terme» et «à long terme» puissent s'appliquer aux deux types d'accord. Bien qu'on s'y intéresse beaucoup moins qu'aux accords à long terme, les accords à court terme ne sont pas moins importants pour autant. À vrai dire, parce qu'ils sont assez faciles à négocier et que leur champ d'application fonctionnel peut être très étendu, les accords à court terme doivent être considérés comme un élément important aux fins de l'évolution constante de la collaboration entre les services d'électricité.

4.8 Aspect économique

La plupart des accords de collaboration entre services d'électricité comportent des dispositions financières qui décrivent les modalités de partage des avantages qu'ils offriront. Lorsqu'ils ne définissent pas exactement les paramètres financiers comme tels, les accords prévoient

normalement la façon de les déterminer. Par exemple, certaines conventions d'interconnexion précisent que les tarifs s'appliquant à des types de transactions donnés doivent être négociés par le comité d'exploitation compétent.

Cette étude ne porte pas sur les paramètres financiers comme tels, mais elle vise néanmoins à déterminer la mesure dans laquelle la collaboration entre services a, par le passé, procuré des avantages économiques et si elle pourrait en offrir d'autres dans l'avenir. Nous définissons ces avantages en termes généraux (sur le plan qualitatif) dans ce chapitre et, dans la plus grande mesure possible, en termes quantitatifs dans le chapitre suivant.

4.9 Aspect environnemental

Les grands dossiers environnementaux sont de plus en plus liés aux décisions qui touchent les nouvelles sources de production d'électricité et l'emplacement des nouveaux réseaux de production et de transport; la collaboration entre services d'électricité peut, à cet égard, procurer des avantages appréciables. D'abord, la collaboration pourrait, par exemple, avoir pour effet de réduire les besoins en capacité globale. Ensuite, elle pourrait favoriser la mise en exploitation de différentes formes de production de l'énergie électrique qui sont, sur le plan de l'environnement, préférables à celles qu'on utiliserait autrement. En troisième lieu, elle pourrait permettre d'exploiter des sources de production douces pour l'environnement avant celles qui auraient des effets néfastes. La collaboration pourrait enfin donner lieu à la construction de lignes de transport dans des régions moins vulnérables sur le plan écologique.

4.10 Aspect géographique

Les accords de collaboration entre services d'électricité peuvent être intraprovinciaux (entre services d'une seule province), interprovinciaux (entre services de plus d'une province) ou internationaux (entre services du Canada et des États-Unis). Les accords internationaux peuvent être subdivisés en deux catégories : les accords simples (mettant en cause un seul service canadien) et les accords multiples (réunissant deux ou plusieurs services canadiens). L'étendue géographique de la collaboration entre services nord-américains dépend habituellement de la fonction ou de l'objectif visé. Par souci de fiabilité, par exemple, on collabore à l'échelle du continent tandis qu'à d'autres fins (p. ex. la planification des réseaux), la collaboration vise une superficie beaucoup plus restreinte. Au Canada, les principales limites géographiques aux fins de

la collaboration entre services d'électricité coïncident généralement avec les limites provinciales. Aux États-Unis, il n'existe pas de limites naturelles de ce type et des entités hautement coordonnées et intégrées ont souvent un champ d'action englobant plusieurs États.

Comme nous l'avons souligné tout au début, cette étude porte principalement sur la collaboration *interprovinciale*. Cependant, il est impossible de décrire toute l'importance que peut prendre la collaboration interprovinciale sans tenir compte également de la collaboration internationale et intraprovinciale.

4.11 Conclusion

Le cadre de collaboration entre services d'électricité qui est décrit dans ce chapitre n'est pas le seul possible, et les divers accords et mécanismes de collaboration fonctionnels ne sont pas non plus exhaustifs. Il ne fait aucun doute que d'autres possibilités pourraient et devraient peut-être même être incluses. Le cadre décrit devrait néanmoins suffire à définir la plupart des types de collaboration les plus importants qui existent actuellement et qui pourraient se concrétiser à l'avenir.

4.12 Avantages et contraintes

4.12.1 Avantages

La collaboration entre les services d'électricité qui se traduit par l'interconnexion de réseaux électriques contigus et la coordination, dans une certaine mesure, de leurs fonctions de planification et d'exploitation vise les objectifs suivants : avantages économiques nets, diminution des risques, accroissement de la fiabilité et avantages environnementaux.

En outre, la collaboration peut avoir pour effet de réduire les frais et les tarifs des services d'électricité et, par ricochet, de stimuler l'activité économique. Elle peut également permettre la mise en valeur future des meilleures ressources sur les plans économique et environnemental.

Les accords de collaboration entre services d'électricité en matière d'exploitation et de planification peuvent toucher les opérations et la coordination et, dans les deux cas, ils peuvent

procurer les avantages d'ordre économique et environnemental ainsi que les avantages sur le plan de la fiabilité décrits ci-dessous.

Avantages liés aux transactions

Sur le plan des opérations, la collaboration peut procurer les avantages découlant des transactions d'énergie d'économie, des transactions de capacité et d'énergie autres que d'économie ainsi que des contrats d'acheminement en transit. De même, sur le plan de la planification, on peut tirer des avantages des contrats d'achat, de vente et d'acheminement en transit.

Avantages liés à la coordination

Dans le cadre des opérations, on peut accroître les avantages en coordonnant les fonctions suivantes entre les services participants :

- établissement des critères d'exploitation;
- partage des réserves d'exploitation;
- répartition économique et contrôle du débit fluvial;
- programme d'entretien;
- contrôle de la fréquence de la charge; et
- soutien en cas d'urgence.

Dans le cadre de la planification, on peut réaliser plus d'avantages en coordonnant les fonctions suivantes entre les services participants :

- établissement des critères de planification;
- partage des réserves;

- planification de la production;

- planification du transport;

- promotion des exportations et coordination des importations; et

- soutien en cas d'urgence.

4.12.2 Contraintes

Les avantages que présente l'exploitation intégrée (en commun) de réseaux de puissance électrique ne peuvent être réalisés que si certaines contraintes sont acceptées ou éliminées.

Parmi ces contraintes, on compte l'accroissement possible des coûts de transport, les difficultés d'ordre organisationnel et institutionnel, les disparités régionales et les risques de pannes en cascade.

Accroissement possible des coûts de transport

Typiquement, l'intégration plus poussée des réseaux électriques commande une capacité de transport supplémentaire tant au sein d'un même réseau qu'entre deux ou plusieurs réseaux. Cela peut entraîner des coûts d'immobilisations, d'exploitation et environnementaux additionnels. En outre, il devient de plus en plus difficile d'obtenir les servitudes de transport nécessaires, cela prend plus de temps et les frais augmentent.

Difficultés d'ordre organisationnel et institutionnel

Les difficultés d'ordre organisationnel dépendent du nombre d'administrations locales en cause tandis que les difficultés d'ordre institutionnel sont liées aux conflits parmi les intérêts de chaque membre du groupement et ceux de l'ensemble.

Comme les intérêts d'un groupement de services d'électricité ne peuvent jamais coïncider parfaitement avec ceux de ses membres, les administrations locales doivent sacrifier une part de leur autonomie de façon à tirer tous les avantages de l'accord de mise en commun.

Pour prévenir, ou à tout le moins minimiser, les conflits potentiels entre les intérêts individuels, on peut établir, au point de départ, des dispositions claires et fermes sur les principes directeurs fondamentaux qui présideront aux compromis détaillés subséquents.

Il est également des plus essentiel que l'accord de mise en commun garantisse, dans une mesure adéquate, la continuité escomptée par le groupement.

Dans les paragraphes qui suivent, nous donnons des exemples de conflits d'intérêts et de difficultés qui surviennent couramment.

Lorsqu'un groupement ou un consortium est composé de membres dont la structure financière et les coûts de mobilisation de fonds diffèrent, il peut y avoir des divergences d'opinion concernant la rentabilité des projets sur le plan du recouvrement final de la mise de fonds originale. Dans le cas des services provinciaux, ces conflits sont généralement minimes. Néanmoins, il peut arriver qu'un plan donné maximise les avantages pour l'ensemble des services associés mais non pour l'un d'eux. Le cas échéant, on peut procéder à des rajustements compensatoires au moment de la répartition des profits.

La répartition des réserves de production peut également soulever des conflits parmi les membres du groupement. Cette répartition peut se faire proportionnellement à la charge de pointe annuelle de chaque membre, mais lorsqu'il existe de grandes disparités parmi ces charges de pointe annuelles, certains peuvent soutenir que les petits réseaux reçoivent une part trop importante des économies réalisées. Par contre, quand les services associés sont de taille comparable, ce genre de différend est moins susceptible de surgir. Quoi qu'il en soit, il est essentiel que les parties s'entendent sur une formule convenable pour le partage équitable de ces avantages.

La répartition des coûts liés à l'interconnexion et au transport interne, qui est prévue à l'accord de mise en commun, peut également soulever des controverses. Certaines formules requises à cette fin peuvent être assez complexes et leur élaboration fait appel à un degré élevé de collaboration parmi les participants.

Dans les groupements de services d'électricité, il arrive souvent que des membres insistent sur le fait qu'ils ne sont pas tenus de mettre en place des installations selon les recommandations du plan global, se réservant ainsi un droit de veto quant à leurs propres dépenses et ce, même si leur retrait

d'un projet est assorti d'une pénalité advenant que leur décision ait pour effet d'accroître les besoins en réserves du groupement. Il peut arriver que les ressources financières limitées d'un service donné fassent obstacle à la réalisation d'un projet de centrale «recommandé». Cependant, on peut habituellement surmonter ce genre de difficulté en recourant à des accords de financement bilatéraux ou multilatéraux avec les autres membres du groupement.

Développements régionaux

Un grand nombre de provinces estiment que la *mise en place* d'installations de production d'électricité peuvent procurer des avantages considérables sur les plans du revenu et de l'emploi. Elles préfèrent donc aménager ces installations dans les limites de la province au lieu de conclure des accords qui feraient en sorte que ces installations soient construites à l'extérieur de la province. Les avantages de revenu et d'emploi sont généralement immédiats et très évidents comparativement aux avantages à long terme et invisibles de la collaboration.

Risque de pannes en cascade

À mesure que la taille d'un réseau entièrement coordonné s'accroît, la fréquence des interruptions de service majeures imputables aux perturbations inhabituelles diminue. Plus le groupement prend de l'envergure plus le nombre des causes déterminantes d'une panne en cascade et d'une interruption majeure augmente. En outre, plus nombreuses sont les causes, moins elles sont probables.

5. AMPLEUR DE LA COLLABORATION ENTRE LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

5. AMPLEUR DE LA COLLABORATION ENTRE LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

5.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous résumons l'information reçue en réponse au questionnaire que nous avons envoyé aux services d'électricité et autres parties intéressées, en mars 1990. À la lumière de ces renseignements, nous décrivons l'ampleur, actuelle et proposée, de la collaboration entre les services d'électricité au Canada ainsi que les avantages découlant de cette association. Nous faisons état des opinions des services d'électricité au sujet du rôle des producteurs d'électricité indépendants, et des mesures que les services d'électricité, ainsi que les gouvernements provinciaux et fédéral, devraient prendre pour faciliter de nouvelles initiatives de collaboration.

5.2 Interconnexions

Les interconnexions sont des lignes de transport qui relient les réseaux des services d'électricité et permettent des transactions entre les réseaux raccordés. En Amérique du Nord, la plupart de ces interconnexions sont en courant alternatif (CA); elles relient deux réseaux complets et fonctionnent en parallèle avec d'autres trajectoires de transmission. Il existe aussi quelques interconnexions radiales CA qui relient une petite partie d'un réseau à une partie, ou à l'ensemble, d'un autre réseau.

Quelques interconnexions CA comportent des déphaseurs qui assurent un certain contrôle sur les débits des trajectoires de transmission parallèles. Les interconnexions en courant continu (CC) assurent un contrôle complet des débits d'énergie et sont également utilisées pour transporter des blocs considérables de puissance sur de longues distances ou lorsque le transport en CA ne convient pas pour des raisons techniques.

Les interconnexions interprovinciales et internationales qui existent déjà ou dont on propose l'aménagement sont illustrées sur les figures 5.1 et 5.2 et les tableaux 5.1 et 5.2 de même que leurs capacités de transfert.

Figure 5.1
Interconnexions interprovinciales et internationales en place et potentielles (plus de 69 kV)

Figure 5.2

Capacité de transfert (MW) des interconnexions interprovinciales et internationales en place et potentielles de plus de 69 kV
et
Capacité (MW) de production installée dans chaque province

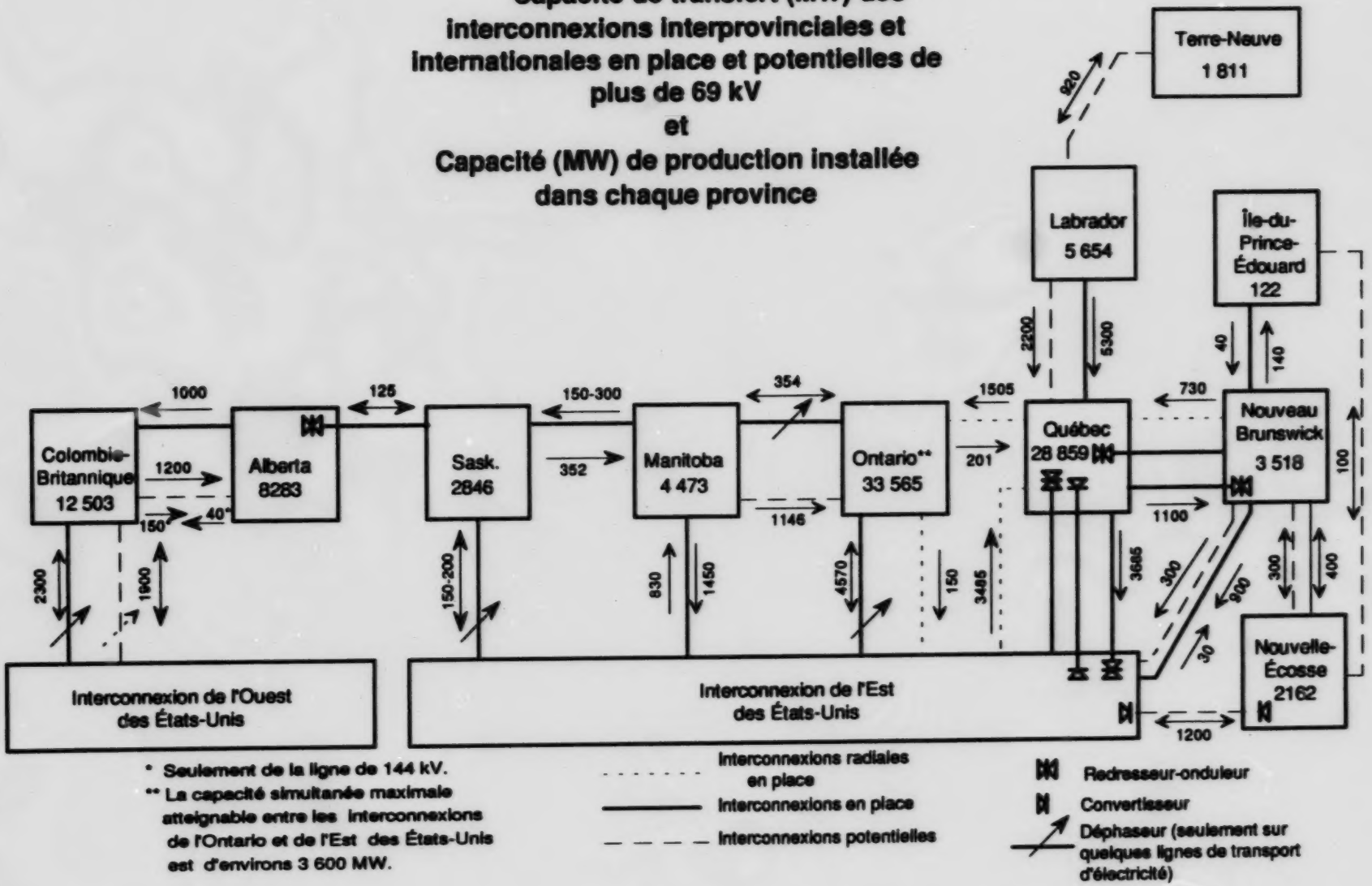


TABLEAU- 5.1 Capacité des interconnexions interprovinciales existantes et potentielles

Connexion	Type	Tension (kV)	Capacité (MW) nominal	de(1) à (2)	de(2) à (1)
Colombie Britannique (1) - Alberta (2)	existante	1x500 + 2x138	1 400	1 200	1 000
	potentielle	1x500	SO	SO	SO
	potentielle	1x144	150	150	40
Alberta (1) - Saskatchewan (2)	existante	1x230	150	125	125
Saskatchewan (1) - Manitoba (2)	existante	3x230	925	200	150 - 300
	existante	2x110	152	152	SO
Manitoba (1) - Ontario (2)	existante	2x230 + 1x115	454	354	354
	potentielle	1x500	3 000	1 146	SO
Ontario (1) - Québec (2)	existante	4x230	1 300	96	1 300
	existante	5x115	260	105	205
Québec (1) - Labrador (2)	existante	3x735	6 600	SO	5 300
	potentielle	1x735	2 200	SO	2 200
Québec (1) - Nouveau Brunswick (2)	existante	1x315	250	170	SO
	existante	1x345	450	380	380
	existante	2x230	600	550	350
Nouveau Brunswick (1) - Île-du-Prince-Édouard (2)	existante	2x138	200	140 (1)	40
Nouveau Brunswick (1) - Nouvelle-Écosse(2)	existante	1x345 + 2x138	1 000	400	400
	potentielle	1x345	872	300	300
Île-du-Prince-Édouard(1) - Nouvelle-Écosse(2)	potentielle	1x138	100	100	100

REMARQUES: - Le total des capacités nominales de ces interconnexions peut différer de la somme des capacités ou des débits limites des interconnexions individuelles.
- Toutes les interconnexions du Québec sont des lignes à CC ou des lignes radiales à CA.
- L'interconnexion Alberta-Saskatchewan est en CC.
(1) Limitée à la charge disponible de l'Î.P.É.

TABLEAU- 5.2 Capacité des interconnexions internationales existantes et potentielles

Connexion	Type	Tension (kV)	Capacité (MW) nominal	de(1) à (2)	de(2) à (1)
Colombie-Britannique (1) - BPA (2)	existante	2x500 2x230	4 120 746	2 300	2 300
	potentielle	3x230	3 200	1 900	1 900
Saskatchewan (1) - Dakota du Nord(2)	existante	1x230	150-200	150-200	150-200
Manitoba (1) - Minnesota (2)	existante	1x500 + 1x230	1 500		
Manitoba (1) - Dakota du Nord(2)		1x230	500	1 450-1 900	830
Ontario (1) - Minnesota (2)	existante	1x115	150	150	150
Ontario (1) - New York (2)	existante	3x345 + 4x230	4 150	2 200	2 200
	existante	1x115 + 2x69	370	370	370
Ontario (1) - Michigan(2)	existante	2x345 + 2x230	2 840	2 000	2 000
Québec (1) - New York (2)	existante	1x765 + 2x120	5 325	2 675	2 495
Québec (1) - New England (2)	existante	1x450(dc) + 2x138	2 480	1 010	990
Nouveau Brunswick (1) - Nouvelle-Angleterre (2)	existante	1x345 + 2x138 3x69	946	900	30
	potentielle	1x345	300	300	NA
Nouvelle Écosse (1) - Nouvelle Angleterre (2)	potentielle	350 dc	1 200	1 200	1 200

REMARQUES: - Le total des capacités nominales d' interconnexions peut différer de la somme des capacités ou des débits limites des interconnexions individuelles.
- Toutes les interconnexions du Québec sont des lignes à CC ou des lignes radiales à CA.

Les réseaux d'électricité provinciaux (exception faite de ceux du Québec, de Terre-Neuve et du Labrador) sont raccordés de façon synchrone aux réseaux interconnectés de l'Est et de l'Ouest des États-Unis, au moyen d'interconnexions CA. Les réseaux de la Colombie-Britannique et de l'Alberta sont raccordés aux réseaux interconnectés de l'Ouest tandis que les autres réseaux provinciaux sont raccordés à l'interconnexion de l'Est. Étant donné qu'une interconnexion CA entre l'Alberta et la Saskatchewan n'aurait pas suffi à maintenir le synchronisme entre les réseaux de l'Est et de l'Ouest, on a utilisé une liaison CC pour raccorder ces deux provinces en 1989. Pour des raisons comparables, les interconnexions entre le Québec-Labrador et les autres réseaux canadiens et américains sont soit des lignes CC, soit des lignes radiales CA. Le réseau d'électricité sur l'île de Terre-Neuve n'est raccordé à aucun autre réseau du Canada et des États-Unis.

On compte actuellement 33 grandes interconnexions interprovinciales dont la tension va de 110 kV à 735 kV et dont la capacité de transfert est de quelque 10 000 MW au total. On propose l'aménagement de sept autres interconnexions interprovinciales dont la tension s'échelonnerait entre 138 kV et 735 kV et dont la capacité de transfert totale s'établirait à quelque 5 000 MW.

Les grandes interconnexions avec les États-Unis sont au nombre de 34; leur tension allant de 69 kV à 765 kV et leur capacité de transfert totale s'établissant à environ 13 000 MW. On projette l'aménagement de cinq autres interconnexions internationales; leur tension s'échelonnerait de 230 kV à 350 kV et leur capacité de transfert totale s'établirait à environ 3 400 MW. Si l'on inclut quelques interconnexions de transport de moindre importance, on peut affirmer qu'il existe plus de 100 lignes de transport internationales.

Si l'on compare les interconnexions interprovinciales et internationales en place, on constate que la capacité de transfert totale des interconnexions internationales (soit environ 13 000 MW) est beaucoup plus grande que celle des interconnexions interprovinciales (quelque 10 000 MW) particulièrement si l'on tient compte de l'interconnexion Labrador-Québec de 5 300 MW. Cet écart s'explique par le fait que les marchés d'exportation offrent des débouchés potentiels plus importants, sont plus rapprochés et exercent une grande attraction économique que les marchés intérieurs.

De toute évidence, il existe déjà une capacité d'interconnexion considérable en place et à venir, tant interprovinciale qu'intraprovinciale, qui permet d'atteindre un haut degré de collaboration entre les services d'électricité au Canada et ce, pour le bénéfice de toutes les parties.

5.3 Accords de collaboration en vigueur

Presque tous les services d'électricité qui ont répondu au questionnaire de l'Office ont conclu des conventions d'interconnexion avec des services d'électricité voisins, au Canada et aux États-Unis. En général, ces conventions ont pour objet principal d'assurer une aide mutuelle en cas d'urgence, d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement en gros de puissance par la coordination des opérations, de réaliser des économies d'exploitation par des échanges de puissance et d'énergie excédentaires et, dans la mesure où c'est avantageux pour les deux parties, de réaliser des économies additionnelles par un développement concerté. Ces accords portent, entre autres, sur le partage des réserves dans les situations d'urgence, la coordination des réserves d'exploitation et de planification ainsi que la coordination des programmes d'entretien des installations.

Ces accords procurent des avantages économiques appréciables. Par exemple, les avantages estimatifs qu'Énergie Nouveau-Brunswick a tiré d'accords de ce genre conclus avec trois services d'électricité du Maine, Hydro-Québec et Nova Scotia Power ainsi qu'avec Maritime Electric s'établissent à quelque 41 millions de dollars pour 1989-1990. Dans le cadre de l'entente de mise en commun d'Alberta Interconnected System, TransAlta Utilities a réalisé des économies d'environ 28 millions et, globalement, l'Alberta Interconnected System a enregistré des avantages nets de quelque 48 millions de dollars en 1989.

La majorité des services d'électricité sont liés par des contrats d'achat et de vente avec des services canadiens et américains adjacents. Ces contrats prévoient généralement l'achat et la vente de capacité et-ou d'énergie garanties, ou encore d'énergie excédentaire. Ils peuvent aussi comporter des accords de diversité saisonnière, de pointe ou de participation proportionnelle ainsi que des dispositions visant le transport de la capacité et de l'énergie.

Hydro-Manitoba possède divers contrats avec des services d'électricité américains et canadiens. Un de ces contrats est un contrat d'échange de diversité (300 MW) et de vente estivale (200 MW) avec un service d'électricité américain qui prendra fin en 1993, et qui a des bénifices estimés à

$ 27 millions (1980$). Un autre est un contrat de 200 MW pour la vente estivale de pointe de 1993 à 1996, avec des bénifices estimés à $ 8.6 millions (1986$). Hydro-Manitoba a de plus on contrat pour vendre 500 MW de capacité ferme aux États-Unis avec des bénifices totalisant $ 402 millions (1984$). Il a aussi divers contrats avec Ontario Hydro, incluant une vente à long terme de 1000 MW avec des bénifices estimés à $ 847 millions (1988$).

Maritime Electric estime que son contrat d'achat de 20 MW d'énergie garantie avec Énergie Nouveau-Brunswick lui a permis d'économiser environ 7 millions de dollars de 1985 à 1989 inclusivement.

Actuellement, la plupart des services d'électricité fournissent un service d'acheminement en transit de très faible envergure et ce, surtout pour alimenter leurs propres charges isolées par le biais d'un réseau intermédiaire ou pour livrer la puissance retenue par contrat dans le cadre d'une entente de participation proportionnelle ou d'une entente comparable.

Presque tous les services d'électricité font partie d'une des régions du North American Reliability Council (NERC) et, à ce titre, se conforment aux critères d'exploitation et de planification de ce dernier.

Tous les services d'électricité coordonnent les réserves d'exploitation et assurent le soutien d'urgence.

Le partage des réserves pour fin de planification est pratique courante chez presque tous les services d'électricité.

Les services d'électricité recourent très peu à la répartition économique, exception faite de la formule restreinte adoptée par les services des Maritimes. Cependant, les services albertains font appel à la répartition économique intraprovinciale.

Un peu plus de la moitié des services coordonnent leurs programmes d'entretien et assurent le contrôle de la fréquence de charge.

La planification intégrée de la production et du transport est effectuée à une très petite échelle, sauf en Alberta où les services d'électricité s'adonnent à la planification intraprovinciale. Les services des Maritimes coordonnent leur planification dans une certaine mesure. Le réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg et Hydro-Manitoba font de la planification intraprovinciale.

Actuellement, il n'existe aucun accord en matière de promotion des exportations ou de coordination des importations.

Les seuls exemples de mise en commun intégrale aux fins de l'exploitation et de la planification sont conclues entre les services albertains d'une part, et entre le réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg et Hydro-Manitoba d'autre part.

Environ la moitié des services d'électricité canadiens participe à une forme quelconque de mise en commun partielle. À titre d'exemple, mentionnons le North West Power Pool qui comprend Edmonton Power, B.C. Hydro, West Kootenay Power, TransAlta et quelques services américains.

Il n'existe aucun accord dans le domaine du courtage de services énergétiques.

Quelques services, dont les services des Maritimes et de l'Alberta, élaborent des programmes conjoints de production et de transport. La plupart des services d'électricité optent pour les marchés sans caractère officiel comme mécanisme de collaboration.

Sur le plan qualitatif, les avantages associés à la collaboration entre services d'électricité comprennent les avantages économiques, l'amélioration de la fiabilité et les améliorations environnementales.

Parmi les avantages économiques, on compte la réduction des marges de réserve, l'installation des groupes de production les plus économiques, les économies d'échelle, les échanges d'énergie d'économie, la diversité saisonnière et-ou de temps, la synergie et le rajustement du rythme de l'énergie.

Les avantages sur le plan de la fiabilité peuvent comprendre la diminution des risques liés à la demande, le soutien d'urgence et la diminution des risques de dépendance à l'égard du combustible.

Parmi les avantages environnementaux associés à la collaboration, il y a l'accroissement de l'efficacité des réseaux et conséquemment une consommation réduite de combustible, et l'utilisation de moyens de production moins néfastes pour l'environnement.

5.4 Initiatives de collaboration futures

Dans cette section, nous décrivons les initiatives de collaboration possibles qui sont prévues par les services d'électricité pour la période de 1990 à 2010 ainsi que les conditions nécessaires à la réalisation de ces projets, d'après les services qui ont répondu au questionnaire.

B.C. Hydro-POWEREX

a) Accord de coordination avec TransAlta Utilities, au nom des services de production albertains (Alberta Power, Edmonton Power, TransAlta Utilities), qui porterait sur les points suivants : (i) échanges d'énergie et de capacité garanties, énergie d'économie et entreposage, contrats d'achat et de vente, et planification et partage des réserves, (ii) acheminement en transit garanti et non garanti, commercialisation de l'énergie et acheminement en transit par contrat, et (iii) mise en commun partielle. B.C. Hydro possède la capacité excédentaire requise tandis que les services de production de l'Alberta disposent de l'énergie excédentaire nécessaire de sorte que ce projet pourrait être réalisé sous réserve de conditions favorables sur le plan de l'économie et de la demande interne et externe.

b) Accord de coordination avec la Bonneville Power Administration qui élargirait un contrat de stockage en vigueur. Ce projet de collaboration serait viable, semble-t-il, dans les conditions actuelles et prévues et serait relativement insensible à l'évolution de la conjoncture.

c) Convention d'interconnexion avec Washington Water Power qui porterait sur les points suivants : (i) énergie d'économie et entreposage, et échanges de capacité et d'énergie garanties, (ii) acheminement en transit garanti et non garanti, commercialisation de l'énergie et acheminement en transit par contrat, et (iii) marchés sans caractère officiel. Parmi les conditions préalables à ce projet, mentionnons la stabilité économique, la fermeté accrue des marchés du Nord-Est et du Sud-Ouest des États-Unis ainsi que la demande interne par rapport aux prévisions.

d) Convention d'interconnexion avec Puget Sound Light présentant les caractéristiques fonctionnelles mentionnées en c) ci-dessus. Ce projet serait viable dans la conjoncture actuelle et prévue, mais il pourrait être compromis par les surplus d'énergie du Nord-Ouest en bordure du Pacifique.

e) Politique d'acheminement en transit de B.C. Hydro-POWEREX qui porterait sur les points suivants : (i) accès au transport garanti à long terme (GLT) assorti d'une tarification fondée sur le coût marginal à long terme plus le soutien et l'administration des réseaux, (ii) acheminement GLT programmé dans la direction et selon le calendrier convenus, assorti d'une tarification horaire ou saisonnière établie en fonction des critères prévus ci-dessus, et (iii) acheminement en transit (GLT) provisoire faisant appel à la capacité de transport de réserve garantie à court terme, assorti d'une tarification fondée sur le coût d'opportunité pour la période provisoire plus le soutien et l'administration des réseaux. La réalisation de ce projet repose sur des conditions économiques stables et des marchés extérieurs fermes.

f) Le POWEREX Pool Operation (PPO) serait exploité par POWEREX, un service de distribution qui dessert les marchés d'électricité en gros à court terme, situés tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de la Colombie-Britannique, y compris l'Alberta et les États de l'Ouest des États-Unis. Le PPO faciliterait les transactions à court terme, procurerait à la Colombie-Britannique des débouchés compétitifs et des gains sur le plan de l'efficience et recourrait au réseau de B.C. Hydro pour emmagasiner et transporter l'électricité. Les prix seraient établis sur une base horaire, mensuelle et annuelle, en fonction des conditions du marché. Le PPO achèterait et vendrait l'énergie à court terme, entreposerait l'énergie pour le bénéfice des producteurs et des consommateurs, fournirait

un service d'acheminement en transit garanti et interruptible à court terme, prêterait de l'énergie aux producteurs en plus d'acheter et de vendre de la capacité à court terme. Le PPO serait viable dans les conditions actuelles et prévues, mais les perspectives seraient meilleures si d'autres services adoptaient la formule de commercialisation axée sur le marché.

Cominco

Cominco peut faire en sorte que B.C. Hydro achemine de la puissance en transit, de Trail à son usine de Highland Valley Copper ainsi qu'à ses installations en Alberta. Il s'agirait d'énergie et de capacité garanties. Il faudrait que les services d'acheminement en transit, de mise en forme et d'entreposage soient offerts à un prix raisonnable.

West Kootenay Power

Aucun projet n'est planifié actuellement.

TransAlta Utilities

a) Accord de coordination avec B.C. Hydro-POWEREX, au nom d'Alberta Power, d'Edmonton Power et de TransAlta Utilities, dont l'objet principal serait la réalisation des avantages associés à une coordination accrue des deux réseaux grâce à la synergie hydraulique-thermique. L'accord porterait sur les points suivants : (i) achat, par B.C. Hydro, d'énergie excédentaire garantie afin de reporter la construction d'installations de production en Colombie-Britannique, (ii) achat par TransAlta de capacité excédentaire garantie de B.C. Hydro afin de reporter la construction de nouvelles installations de production en Alberta, (iii) exportation vers les États-Units de la capacité excédentaire de B.C. Hydro avec en plus l'énergie excédentaire de l'Alberta, et (iv) exploitation concertée se traduisant par des exportations non garanties et le remplacement de combustible. Parmi les conditions préalables, il y a la nécessité pour chaque réseau d'acheter l'énergie excédentaire (de l'Alberta) et la capacité excédentaire (de la Colombie-Britannique) de l'autre réseau.

b) Accord de collaboration des services d'électricité de l'Ouest. Les associés seraient B.C. Hydro, TransAlta, Edmonton Power, SaskPower, Hydro-Manitoba ainsi que les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba. Les avantages escomptés découleraient de la synergie hydraulique-thermique, du partage des réserves, de la diversité de temps, des échanges d'énergie d'économie et de l'élaboration de projets conjoints visant une optimisation accrue de la production. Une étude en deux volets sur les possibilités de collaboration entre B.C. Hydro et l'Alberta a été menée et elle fait état d'avantages potentiels appréciables attribuables principalement à la synergie hydraulique-thermique qui existe entre ces deux provinces. Une étude semblable qui a été réalisée par SaskPower et Hydro-Manitoba prévoit des avantages beaucoup moins importants que ceux mentionnés dans l'étude précitée. Cet écart s'explique par l'équilibre déjà existant de la production hydraulique et la production thermique en Saskatchewan ainsi qu'à la planification et à l'exploitation concertées d'Hydro-Manitoba avec Ontario Hydro et les services américains. Pour des motifs semblables, les avantages potentiels d'une collaboration entre la Saskatchewan et l'Alberta semblent négligeables. Un projet d'étude formelle sur les quatres provinces a été reporté indéfiniment parce que, semble-t-il, le rapport d'étude n'aurait pas cerné des avantages appréciables en sus de ceux qui ont déjà été indiqués.

c) Exportation de capacité et d'énergie aux États-Unis. Les services associés seraient des services américains et les services d'Alberta Power, d'Edmonton Power et de TransAlta Utilities. L'objet principal de l'accord serait l'accès aux marchés en croissance du Nord-Ouest en bordure du Pacifique et de la Californie. L'accord porterait sur des ventes à court et à long terme de: (i) capacité et d'énergie garanties et-ou interruptibles; et (ii) le report de la construction et de l'exploitation de centrales aux États-Unis. La capacité et l'énergie en question proviendraient des surplus ou de la production spécifique de l'Alberta. Les consommateurs albertains seraient avantagés quand la production spécifique et devancée serait rapatriée pour répondre à la demande de l'Alberta. L'Alberta pourrait également acheter de l'énergie de trop-plein auprès des États-Unis pour remplacer la production thermique plus chère. Parmi les conditions nécessaires à la réalisation de ce projet, il y a l'accroissement de la demande américaine, la négociation fructueuse des modalités d'acheminement en transit par le réseau de B.C. Hydro jusqu'aux États-Unis ainsi que l'aval des deux gouvernements provinciaux.

Alberta Power

Alberta Power fait état d'une seule initiative, à savoir un accord de collaboration entre les services d'électricité de l'Ouest. En qualité de service de production de l'Alberta, il participe aussi à des projets semblables à ceux décrits par TransAlta.

Edmonton Power

Exception faite du projet de collaboration entre les services d'électricité de l'Ouest, Edmonton Power n'envisage aucun accord de collaboration dans l'avenir immédiat et, en qualité de service de production de l'Alberta, il participe à des initiatives semblables à celles décrites par TransAlta.

SaskPower

SaskPower a fait état de deux possibilités : le projet de collaboration entre les services d'électricité de l'Ouest et une étude conjointe avec le Manitoba visant à évaluer les avantages d'une coordination accrue, d'une répartition conjointe et d'un plan d'utilisation des ressources parfaitement intégré.

Hydro-Manitoba

Hydro-Manitoba a indiqué qu'actuellement, elle ne prévoyait aucune initiative de collaboration particulière, mais elle a fait état des tendances générales suivantes:

a) Renforcement des interconnexions avec les autres services d'électricité. Par exemple, la ligne de transport de 500 kV reliant son réseau au réseau de l'Est d'Ontario Hydro facilitera les échanges futurs avec l'Ontario, et la capacité de transfert aux États-Unis devrait, selon les prévisions, être accrue de 300 MW entre 1993 et 1995.

b) Hydro-Manitoba fait partie du groupe d'étude sur le projet de collaboration entre les services d'électricité de l'Ouest.

c) Hydro-Manitoba estime que les mesures visant à réduire les émissions atmosphériques auront pour effet d'accroître l'attrait en énergie hydro-électrique de la province.

Ontario Hydro

a) Achats auprès d'Hydro-Manitoba de 200 MW de 1998 à 2003 et de 1 000 MW de 2000 à 2122, coordonnés de façon que la livraison maximale n'excède pas 1 000 MW. Pour acheminer cette puissance de la frontière du Manitoba au nord-est de l'Ontario en passant par le nord-ouest de cette province, il faudra aménager une ligne de 500 kV en CA. Ce marché a été conclu dans des circonstances favorables et au moment opportun. Les relations entre les services d'électricité sont bonnes, l'Ontario avait besoin de nouvelles installations de transport, les coûts liés au projet se rapprochaient de ceux des solutions de rechange, de nouveaux approvisionnements étaient nécessaires et la diversité de l'approvisionnement était recherchée. Pour le Manitoba, l'Ontario constituait un bon débouché et il fallait procéder à des échanges d'énergie et emmagasiner l'énergie excédentaire.

b) Selon Ontario Hydro, des accords pourraient être conclus avec Hydro-Québec, notamment:

- échanges de diversité fondés sur la synergie thermique-hydraulique;
- achat-revente, aide en cas d'urgence et acheminement en transit;
- besoins en installations de transport entre le sud-est de l'Ontario et le sud-ouest du Québec pour permettre des transactions de transfert bilatérales;
- aucun accord probable avant le tournant du siècle;
- durée probable de 5 à 10 ans.

Les accords de collaboration porteraient sur les points suivants : synergie thermique-hydraulique, acheminement en transit, promotion des exportations et coordination des importations, et conclusion de marchés sans caractère officiel. Au nombre des conditions

préalables, il y a les besoins en approvisionnements, les échanges de diversité et l'emmagasinage d'énergie, la nécessité d'améliorer l'accès aux marchés, les avantages liés aux ventes, la nécessité d'améliorer la fiabilité de l'approvisionnement du Québec ainsi que les avantages possibles associés à la fiabilité des réseaux de transport.

c) Parmi les marchés susceptibles d'être conclus avec le Manitoba et la Saskatchewan, on compte les suivants :

- transport de la production des centrales au charbon, au mazout et au gaz dans les situations d'urgence;
- échanges de diversité fondés sur la synergie thermique-hydraulique;
- besoins inconnus en transport;
- aucun accord probable avant le tournant du siècle;
- durée probable de 3 à 10 ans.

Les accords porteraient sur les points suivants : énergie d'économie, acheminement en transit par le Manitoba et la Saskatchewan, marchés sans caractère officiel (avec peut-être une collaboration à l'échelle provinciale concernant les approvisionnements énergétiques ou autres échanges) et aménagement d'installations de transport en Ontario. Une étude sur les émissions globales peut révéler des avantages environnementaux. Parmi les conditions nécessaires à la réalisation de ces projets, mentionnons les besoins en approvisionnements, la volonté de réduire les émissions globales, les coûts de l'économie d'énergie, l'amélioration de l'accès aux marchés et aux approvisionnements ainsi que la diversité et la fiabilité de l'approvisionnement.

Hydro-Québec

a) Contrat visant la vente de puissance garantie à Vermont Joint Owners sur une période de 30 ans commençant vers le milieu des années 90.

b) Contrat visant la vente de 1 000 MW de puisance garantie à New York Power Authority en commençant vers le milieu des années 90.

c) Contrat visant la vente de 800 MW à New York Power Authority de façon à tirer parti de la diversité estivale-hivernale pour la période s'étendant de 1999 à 2018.

d) Conjointement avec les contrats énumérés dans a) et b) ci-dessus, objectif consistant à exporter un total de 3 500 MW de puissance et d'énergie garanties à compter de l'an 2000.

e) Contrats d'achat de puissance avec Énergie NB et New York Power Authority.

f) Nouvelle interconnexion possible avec Ontario Hydro.

Ces accords prendraient tous la forme de contrats à long terme visant des blocs de puissance et d'énergie garanties. Le projet décrit en c) prendrait aussi la forme d'une entente de diversité saisonnière. Aucun acheminement en transit n'est prévu et tous les projets comporteraient la conclusion de marchés formels. Les trois premières initiatives font déjà l'objet de contrats entre Hydro-Québec et les parties intéressées. Le plan d'aménagement d'Hydro-Québec prévoit la construction des installations requises. Le projet décrit en d) dépend de l'issue des négociations en cours. Les contrats éventuels peuvent contenir des clauses visant le partage des risques de fluctuation de la demande québécoise et de l'énergie hydraulique disponible.

(L'annonce faite en mars 1992 par New York Power Authority au sujet de la résiliation du contrat visant l'achat de 1 000 MW de puissance garantie auprès d'Hydro-Québec, sur une période de 21 ans débutant à la fin des années 1990, peut avoir une incidence sur le plan d'aménagement décrit ci-dessus.)

Énergie Nouveau-Brunswick

a) Vente à Hydro-Québec, sur une période de 20 ans, de 400 MW de capacité et d'énergie provenant des turbines à gaz installées sur le réseau d'Énergie NB afin de répondre à la

demande de pointe d'Hydro-Québec et de procurer des avantages économiques à Énergie NB. Ce projet a été mis en service en 1991.

b) Construction d'une ligne de 138 kV au Nouveau-Brunswick pour que la deuxième ligne sous-marine reliant le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard soit en service continu, que la fiabilité du service fourni à Maritime Electric soit améliorée et que le Nouveau-Brunswick puisse vendre plus d'énergie d'économie à l'Île-du-Prince-Édouard.

c) Vente d'une capacité globale de 600 MW à divers services d'électricité canadiens et américains sur une période de 10 à 20 ans dans l'intérêt d'Énergie NB.

d) Construction d'installations de transfert additionnelles à destination du Maine, en trois volets de 700 à 2 000 MW, afin de vendre plus de puissance au Maine et de permettre également des transferts possibles du Québec et de la Nouvelle-Écosse vers le Maine. Ce projet pourrait comporter une entente conjointe avec le Maine en vue de l'acheminement en transit vers la Nouvelle-Angleterre ou de l'acheminement en transit de la puissance d'Hydro-Québec et de Nova Scotia Power vers la Nouvelle-Angleterre. Il pourrait comporter aussi d'autres dispositions allant d'une participation au capital-actions à une co-entreprise avec les services d'électricité des États-Unis, Énergie NB servant alors d'agent de commercialisation.

Les initiatives décrites en a) et b) dépendent des besoins en puissance et en énergie de Maritime Electric et d'Hydro-Québec ainsi que de la réalisation des avantages économiques et des avantages sur le plan de la fiabilité pour l'acheteur et le vendeur. La réalisation du projet décrit en c) repose sur une demande soutenue sur une période de 10 à 20 ans à un prix avantageux, sur une tarification concurrentielle et sur l'accès aux installations de transport à destination de la Nouvelle-Angleterre. L'initiative décrite en d) commande l'appui des services d'électricité et des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis, des avantages pour Énergie NB et les acheteurs ainsi que le partage des risques liés aux nouvelles installations de production et de transport.

Nova Scotia Power

a) Accroissement de la capacité d'interconnexion avec Énergie NB par la construction d'une ligne de 345 kV en 2010 en vertu de modalités comparables à celles de la convention d'interconnexion en vigueur. Parmi les avantages potentiels, mentionnons l'achat auprès d'Énergie NB et la vente à celle-ci d'électricité garantie, l'accroissement des échanges d'énergie, la diminution de la capacité de pointe des réseaux ainsi que la stabilité des réseaux d'électricité.

b) Projet Bluenose prévoyant la vente possible de puissance provenant de centrales au charbon aux services d'électricité de la Nouvelle-Angleterre pendant une période maximale de 30 ans. Ce projet nécessiterait la construction d'installations de production et de transport spécifiques, y compris deux lignes sous-marines CCHT de la Nouvelle-Écosse à la Nouvelle-Angleterre. Les contrats conclus renfermeraient des clauses portant sur les tarifs fondés sur les coûts, la tarification en fonction de la demande et les prix de l'énergie, les prix concurrentiels du charbon, la répartition de l'énergie contrôlée par les acheteurs, la possibilité de participer à la propriété des installations de production et de transport ainsi que l'occasion de négocier des transactions énergétiques ponctuelles. La réalisation de ce projet fait appel à l'engagement des services d'électricité intéressés.

Maritime Electric Company

a) Entente de participation proportionnelle avec Énergie NB concernant les droits à l'égard de 20 MW de capacité et d'énergie en provenance du groupe n° 1 de la centrale de la pointe Lepreau, pour une période de trois ans débutant en 1991. En raison du manque de ressources naturelles pour la production d'électricité et de la faible charge de l'île, il est souhaitable de détenir des parts dans les centrales à charge de base des provinces voisines.

b) Entente de participation proportionnelle avec Énergie NB concernant le groupe n° 2 de la centrale Belledune. Maritime Electric détiendrait des parts à compter de 1994 et pendant toute la vie utile du groupe. Les raisons sont les mêmes que celles données en a) ci-dessus.

c) Entente de transport de l'électricité du groupe n° 2 de la centrale Belledune avec Énergie NB. Cette entente viserait l'acheminement en transit de l'électricité correspondant à la part détenue par Maritime Electric, à compter de 1994 et pendant toute la durée utile du groupe.

d) Entente de participation à la propriété du groupe n° 1 de la centrale Point Aconi avec NSPC. Maritime Electric détiendrait des parts à compter de 1994 et pendant toute la durée utile du groupe.

e) Entente de transport avec NSPC concernant le groupe n° 1 de la centrale Point Aconi. La production correspondant à la part de MECL serait acheminée en transit à partir de 1994 et pendant la durée utile du groupe.

f) Entente avec NB Power pour l'acheminement en transit visant le groupe n° 1 de Point Aconi. La production correspondant à la part de MECL serait acheminée en transit à compter de 1994 et pendant la durée utile du groupe.

g) Convention d'interconnexion avec Nova Scotia Power à compter de l'an 2000 et pour une période indéfinie, visant l'établissement d'un cadre de base pour les achats entre les services. Cette convention porterait sur l'énergie d'économie, la capacité et l'énergie autres que d'économie, la conclusion de marchés sans caractère officiel et le soutien d'urgence. L'interconnexion avec la Nouvelle-Écosse serait probablement aménagée seulement s'il s'avérait impossible d'obtenir un accès satisfaisant au réseau de Nova Scotia Power par le biais de négociations avec Énergie NB et par l'utilisation des interconnexions existantes.

Newfoundland and Labrador Hydro

a) Nouvelle interconnexion avec Hydro-Québec au moyen d'une nouvelle ligne de transport de 735 kV s'étendant de Churchill Falls au réseau du Québec dès 1999, afin d'accroître la capacité de transfert de 2 200 à 2 500 MW. Ce projet est lié à la réalisation des projets d'aménagement hydro-électrique de Gull Island et de Muskrat Falls au Labrador. Ces emplacements seront aménagés si des contrats fermes sont conclus pour l'écoulement de

la production à des prix satisfaisants. Newfoundland and Labrador Hydro souhaite acheter jusqu'à 800 MW de la production de ces centrales, mais le solde doit être vendu ailleurs pour que les projets soient réalisables.

b) Interconnexion Labrador-Terre-Neuve comprenant la construtions d'une ligne de ± 400 kV de Gull Island à Saint-John's dès 1999, afin de livrer la puissance nouvelle du Labrador à Terre-Neuve. Cette interconnexion serait financée par la Lower Churchill Development Corporation dont Terre-Neuve détient 51 % des parts et le Canada, 49 %.

5.5 Rôle des producteurs indépendants

Voici les réponses fournies par les services interrogés au sujet du rôle que les producteurs indépendants pourraient jouer pour favoriser la collaboration interprovinciale dans le domaine de l'électricité.

Cominco

- L'intervention des producteurs indépendants aurait pour effet d'accroître la concurrence sur le plan de la production d'où une baisse des coûts de production de la puissance. Cependant, d'autres facteurs tels que les taxes, qui ne sont pas toujours payées par les services d'électricité, constituent des différences artificielles susceptibles d'avoir un effet de distortion sur un facteur économique réel et de donner lieu à des résultats globaux loin d'être idéals.

- Un marché ouvert créé par l'acheminement en transit à l'intérieur d'une province, d'une province canadienne à une autre, ou encore entre le Canada et les États-Unis, procurerait de nombreux avantages dont les suivants : fiabilité accrue, centrales de tailles diverses, emplacements et sources d'énergie variés, régularisation des pointes d'un fuseau horaire à l'autre et bon appariement de la production et des charges particulières.

TransAlta Utilities

- La production indépendante constitue pour les services d'électricité un autre moyen de répondre aux besoins de leurs clients.

- L'achat de puissance auprès d'un producteur indépendant n'est pas un facteur de collaboration interprovinciale à moins que le producteur d'une province ne souhaite vendre à une partie d'une autre province, d'où la nécessité de conclure des contrats d'acheminement en transit avec les services intermédiaires.

- Comme dans le cas des services publics, les installations de production indépendantes doivent être interconnectées de façon à ne pas nuire au réseau auquel elles sont raccordées ni aux autres réseaux qui deviennent interconnectés.

Alberta Power

- La production indépendante constitue pour les services d'électricité un autre moyen de répondre aux besoins de leurs clients. Les achats auprès des producteurs indépendants ne constituent pas un facteur contribuant à la collaboration interprovinciale à moins que le producteur indépendant d'une province ne souhaite vendre à une partie d'une autre province. Ce genre de transaction nécessiterait l'adoption de dispositions appropriées visant l'utilisation des réseaux de transport reliant le producteur et l'acheteur.

Edmonton Power

- En général, la production indépendante ne contribue pas à la collaboration interprovinciale. Les producteurs indépendants peuvent avoir besoin d'une collaboration interprovinciale plus grande que celle qui existe actuellement s'ils s'organisent pour vendre leur production à des marchés situés à l'extérieur de leur province. Une politique uniforme visant les producteurs indépendants peut contribuer à l'avancement de la production indépendante. À cette fin, un examen des politiques provinciales en matière de production est effectué actuellement afin de cerner les possibilités de cogénération et de production à partir de déchets ainsi que les obstacles réglementaires à ces initiatives.

SaskPower

- Les producteurs autres que les services publics d'électricité peuvent accroître la capacité d'exportation de leur province en construisant de nouvelles centrales quand un service public est incapable de le faire. Cependant, si ce dernier dispose d'un surplus de production, la concurrence plus vive sur le marché d'exportation peut avoir pour effet de réduire ses recettes et de léser les clients provinciaux qui paient les factures d'électricité.

- Les producteurs autres que les services publics d'électricité auront une faible incidence sur la planification des services publics car leurs horizons de planification sont beaucoup plus courts. Les services publics concluront probablement des accords d'approvisionnement avant qu'une proposition des autres producteurs ne soit présentée.

Ontario Hydro

- Ontario Hydro peut être intéressée à acheter l'électricité d'une centrale au mazout de l'Ouest appartenant à un producteur indépendant, mais elle préférerait faire affaires avec un grand service public provincial ou une société énergétique (pour des motifs de stabilité, de signature d'ententes exécutoires).

- Si Ontario Hydro s'approvisionnait auprès d'un producteur indépendant, ce dernier devrait fournir de bonnes garanties de fiabilité et de continuité de l'approvisionnement et obtenir toutes les autorisations réglementaires nécessaires à l'extérieur de l'Ontario.

- Le gouvernement pourrait faciliter la conclusion d'accords de transit en aidant les services publics d'électricité (au moyen, par exemple, d'examens opportuns, du partage des risques) à dissiper les inquiétudes que l'acheminement en transit leur inspire (p. ex. coût, fiabilité, temps d'immobilisation, priorités).

- Plusieurs projets mis de l'avant par des producteurs autres que les services publics d'électricité en Ontario sont appuyés globalement par un service public dans l'Ouest

canadien, ce qui ajoute à la crédibilité des promoteurs et constitue une autre forme de collaboration interprovinciale.

Hydro-Québec

- Comme la production indépendante est actuellement intégrée dans celle du réseau d'Hydro-Québec, les producteurs d'électricité indépendants ne peuvent pas contribuer beaucoup à accroître la collaboration interprovinciale.

Énergie Nouveau-Brunswick

- La preuve a été faite que les producteurs indépendants peuvent vendre de la puissance à des services publics à des tarifs concurrentiels. Cependant, Énergie NB ne voit pas comment les producteurs indépendants pourraient contribuer à l'accroissement de la collaboration interprovinciale.

- Scénario possible : un producteur indépendant qui n'a pas besoin d'électricité supplémentaire élabore un projet de production et le vend à une autre province.

Nova Scotia Power

- Les producteurs indépendants ne joueront qu'un rôle mineur.

- Les producteurs indépendants pourraient jouer un rôle seulement s'ils souhaitaient vendre de la puissance à l'extérieur de leur province car ils devraient alors conclure un contrat d'acheminement en transit avec leur service public provincial.

5.6 Mesures visant à encourager d'autres initiatives de collaboration

Nous avons demandé aux services d'électricité d'énoncer les mesures que pourraient prendre: (i) les services d'électricité; (ii) le gouvernement fédéral; et (iii) les gouvernements provinciaux pour aider à la réalisation des projets futurs. Les réponses sont résumées au tableau 5.3.

Tableau 5.3

Mesures qui devraient être prises pour aider à la réalisation des projets futurs (réponses à la question 10)	Service répondant										
	BCH	COM	TAU	SP	H-M	OH	H-Q	ENB	NSP	ME	NLH
Services d'électricité : Élaboration de politiques d'accès au transport (acheminement en transit)		X	X			X				X	
Élaboration de projets futurs dans le cadre de négociations directes entre les services d'électricité				X	X	X	X	X	X		
Utilisation maximale de sources d'énergie plus douces pour l'environnement						X					
Utilisation accrue des interconnexions pour améliorer la sécurité de l'approvisionnement						X					
Placements avantageux de capitaux propres dans d'autres provinces						X					
H-Q devrait consentir à acheminer en transit ou à utiliser d'une autre façon satisfaisante la puissance future du Labrador.											X
Gouvernement fédéral : Les politiques devraient préconiser la collaboration et l'accès au transport à tous les services d'électricité				X	X						
Le gouvernement fédéral devrait, à la demande des services d'électricité, agir en qualité de facilitateur en offrant des avantages additionnels sur les plans du financement et de la réglementation			X		X	X					
Le gouvernement fédéral devrait évaluer l'aspect économique des mesures et des effets environnementaux et indiquer la répartition des coûts et des avantages					X						
Éliminer les facteurs de dissuasion et autres obstacles						X					
Faire preuve de leadership dans l'établissement des but et l'information publique, et stimuler la R-D						X					
Prendre des mesures d'encouragement des utilisations finales						X					
Les mesures fédérales ne devraient pas aller à l'encontre de la déréglementation ni soulever des obstacles							X				
L'accès au transport devrait être facultatif							X				
Le Canada (en qualité d'actionnaire) devrait autoriser la LCDC à prendre les mesures voulues pour mettre en valeur de nouvelles sources d'énergie électrique au Labrador											X

Légende

BCH - B.C. Hydro/Powerex
COM - Cominco
TAU - TransAlta
SP - SaskPower
H-M - Hydro-Manitoba
OH - Ontario Hydro
H-Q - Hydro-Quebec
ENB - Énergie Nouveau-Brunswick
NSP - Nova Scotia Power
ME - Maritime Electric
NLH - N & L Hydro
LCDC - Lower Churchill Development Corporation

Tableau 5.3 (suite)

Mesures qui devraient être prises pour aider à la réalisation des projets futurs (réponses à la question 10)	Service répondant										
	BCH	COM	TAU	SP	H-M	OH	H-Q	ENB	NSP	ME	NLH
Gouvernements provinciaux :											
Élaboration de politiques d'accès au transport (acheminement en transit)	X										
Adoption d'une perspective plus large favorisant des initiatives de plus grande envergure au lieu de projets locaux					X						
Le Québec devrait autoriser Hydro-Québec à acheter de la nouvelle puissance du Labrador											X
Terre-Neuve devrait autoriser les measures nécessaires à la production de puissance nouvelle au Labrador											X
Gouvernements fédéral et provinciaux :											
Simplification et clarification des processus réglementaires	X							X			
Harmonisation des politiques					X			X			
Coordination des processus réglementaries et élimination des chevauchements	X							X			
Lorsque les gouvernements sont satisfaits, ils devraient minimiser leur intervention (les services d'électricité devraient décider)					X						
Les conséquences pour toutes les entités devraient être prises en compte. Les intérêts nationaux devraient avoir préséance à condition que cela ne soit pas au détriment des services d'électricité					X						
Les politiques devraient influer sur les choix économiques, ne pas imposer une orientation					X						
Les politiques devraient être stables, ne pas prolonger la durée des projets ni ajouter à l'incertitude					X			X			
Les gouvernements devraient exiger la collaboration des services d'électricitié en adoptant au besoin des mesures législatives										X	

Légende

BCH - B.C. Hydro/Powerex
COM - Cominco
TAU - TransAlta
SP - SaskPower
H-M - Hydro-Manitoba
OH - Ontario Hydro
H-Q - Hydro-Quebec
ENB - Énergie Nouveau-Brunswick
NSP - Nova Scotia Power
ME - Maritime Electric
NLH - N & L Hydro
LCDC - Lower Churchill Development Corporation

5.6.1 Mesures par les services d'électricité

Quatre services sont d'avis que des politiques devraient être élaborées concernant l'accès au transport (acheminement en transit).

Six services estiment que les projets futurs devraient être élaborés dans le cadre de négociations directes entre les services d'électricité.

Un service (Ontario Hydro) préconise une utilisation maximale des sources d'énergie préférables sur le plan de l'environnement, un recours accru aux interconnexions pour améliorer la sécurité de l'approvisionnement ainsi que des investissements avantageux de capitaux propres dans d'autres provinces.

Newfoundland and Labrador Hydro ont présenté une proposition très particulière sur l'acheminement en transit ou une autre utilisation de la puissance du Labrador.

5.6.2 Mesures par le gouvernement fédéral

Selon deux services, les politiques fédérales devraient privilégier la collaboration et l'accès au transport.

Trois répondants proposent que le gouvernement fédéral agisse en qualité de facilitateur à la demande des services d'électricité et qu'il adopte d'autres mesures d'encouragement sur le plan du financement et de la réglementation.

Selon un autre répondant (Manitoba Hydro), le gouvernement fédéral devrait évaluer l'aspect économique des mesures et des effets environnementaux et indiquer la répartition des coûts et des avantages.

Un service, en l'occurrence Ontario Hydro, propose que le gouvernement fédéral élimine les facteurs de dissuasion et autres obstacles, assume le leadership en matière d'établissement de buts

et d'information publique, favorise la recherche et le développement et encourage les utilisations finales.

Selon un autre service (Hydro-Québec), les mesures fédérales ne devraient pas aller à l'encontre de la déréglementation ni soulever des obstacles, et l'accès au transport ne devrait pas être obligatoire.

Newfoundland and Labrador Hydro propose notamment que le Canada autorise la Lower Churchill Development Corporation (LCDC) à prendre des mesures visant la production de puissance nouvelle au Labrador.

5.6.3 Mesures par les gouvernements provinciaux

B.C. Hydro préconise l'élaboration de politiques d'accès au transport et d'acheminement en transit.

Hydro-Manitoba préconise l'adoption d'une perspective plus large favorisant les initiatives d'envergure au lieu des projets locaux.

Newfoundland and Labrador Hydro propose deux mesures particulières : (i) le Québec devrait autoriser Hydro-Québec à acheter la puissance provenant de nouvelles sources au Labrador et (ii) Terre-Neuve devrait autoriser les mesures voulues pour la mise en valeur de ces nouvelles sources.

5.6.4 Mesures par les deux paliers gouvernementaux

Selon deux services, les processus de réglementation devraient être simplifiés et clarifiés.

Deux services proposent l'harmonisation des politiques gouvernementales.

Deux services recommandent que les processus de réglementation soient coordonnés et que les chevauchements soient éliminés.

Un autre service, en l'occurrence Hydro-Manitoba, fait trois propositions: (i) dans les cas où ils sont satisfaits, les gouvernements devraient minimiser leur intervention; (ii) les conséquences pour toutes les entités devraient être prises en compte et les intérêts du pays devraient avoir préséance si cela ne va pas à l'encontre des intérêts du services d'électricité; et (iii) les politiques devraient influer sur les choix économiques, ne pas imposer une orientation.

Selon deux services, les politiques devraient être stables, ne pas prolonger un projet ni ajouter à l'incertitude.

Un service (Maritime Electric) propose que les gouvernements exigent la collaboration entre les services d'électricité en adoptant au besoin des mesures législatives.

5.7 Réponses des gouvernements provinciaux et autres

Outre les réponses des services d'électricité, les réponses au questionnaire de l'Office ont été reçues du:

(i) procureur général de Terre-Neuve et du Labrador

(ii) ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources de la Colombie-Britannique

(iii) ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec

(iv) ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick

(v) ministère de l'Énergie et des Forêts de l'Î.-P.-É.

(vi) The Municipal Electric Association

(vii) The North American Electric Reliability Council

(viii) directeur des enquêtes et des recherches (Loi sur la concurrence)

(ix) M.V. Spence, P. Eng.

(x) Eugene Fytche, P. Eng.

5.8 Conclusion

Il existe déjà au Canada un degré élevé de collaboration entre les services d'électricité qui procure des avantages appréciables. Les services d'électricité canadiens planifient actuellement plusieurs projets de collaboration.

Cette collaboration se traduit généralement par des échanges d'énergie d'économie, des échanges de capacité et d'énergie autres que d'économie, la coordination des opérations, le partage des réserves, l'harmonisation des programmes d'entretien, le soutien en cas d'urgence et autres. Cependant, il y très peu de plans intégrés d'accroissement de la production. En général, ces activités de collaboration sont menées dans le cadre de conventions d'interconnexion négociées sur une base bilatérale.

Dans une plus ou moins grande mesure, cette collaboration existe là où une interconnexion est aménagée entre des services canadiens ou entre des services canadiens et américains. C'est probablement dans le cadre du consortium de l'Alberta Interconnected System, où la mise en commun est «intégrale», qu'on observe le plus haut niveau de collaboration. Il s'agit naturellement d'un accord intraprovincial qui ne suppose donc pas de collaboration interprovinciale.

L'acheminement en transit est un phénomène peu courant. En général, le vendeur et le destinataire sont une seule et unique société, ou la puissance est acheminée vers un service qui l'achète auprès du réseau de transport intermédiaire.

En général, les services d'électricité sont en faveur de l'élaboration de projets dans le cadre de négociations directes entre eux. Certains d'entre eux sont d'avis qu'ils devraient élaborer des

politiques en matière d'acheminement en transit comme BC Hydro-POWEREX le fait actuellement.

Selon certains services, le rôle du gouvernement fédéral devrait consister à assumer le leadership, à élaborer des politiques favorables et à établir une réglementation claire, simple, stable et coordonnée. En général, ces observations valent également pour les gouvernements provinciaux.

6. POSSIBILITÉS DE PLUS DE COLLABORATION ENTRE LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

6. POSSIBILITÉS DE PLUS DE COLLABORATION ENTRE LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

6.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons décrit l'ampleur actuelle de la collaboration entre les services d'électricité canadiens. Dans ce chapitre, nous entendons mettre en lumière les situations qui semblent présenter des possibilités de collaboration accrue pouvant procurer des avantages s'ajoutant à ceux déjà réalisés.

Il convient de souligner que les estimations absolues des avantages que nous indiquons dans ce chapitre ne sont pas totalement fiables; elles ne représentent qu'une estimation très approximative des avantages potentiels d'une collaboration accrue entre les services d'électricité.

6.2 Analyses régionales

Dans une étude récente menée par le personnel de l'Office national de l'énergie et intitulée «*Comparative Costs of Generation in North America : Canadian Regional Cooperation and Development Opportunities*», on affirme que toute étude sur les possibilités de collaboration et d'aménagement dans les diverses régions canadiennes doit absolument tenir compte des débouchés commerciaux possibles tant à l'échelle internationale qu'à l'échelle interprovinciale. En examinant ces possibilités, le personnel de l'Office a dénombré cinq régions géographiques (voir la figure 6.1) dans lesquelles on pourrait accroître les échanges commerciaux à savoir :

Région nº 1 - C.B./Alberta/Nord-Ouest en bordure du Pacifique (É.-U.)/Californie

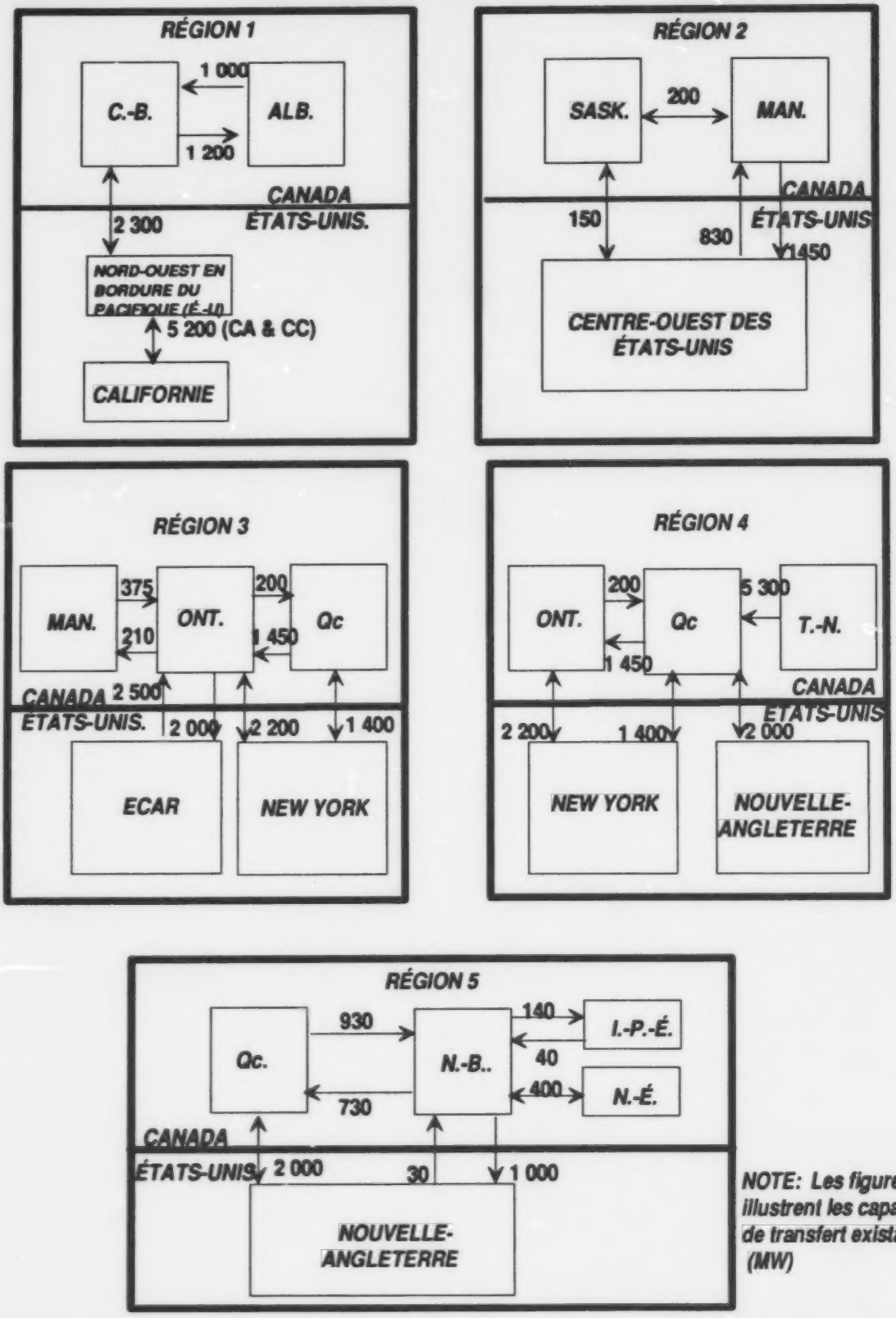
Région nº 2 - Saskatchewan/Manitoba/Centre-Ouest des États-Unis

Région nº 3 - Manitoba/Ontario/Québec/New York/ECAR

Région nº 4 - Ontario/Québec/Terre-Neuve/New York/Nouvelle-Angleterre

Région nº 5 - Québec/Nouveau-Brunswick/Î.-P.-É./Nouvelle-Écosse/Nouvelle-Angleterre

FIGURE 6.1
POSSIBILITÉS DE COLLABORATION ET D'AMÉNAGEMENT À L'ÉCHELLE RÉGIONALE



NOTE: Les figures illustrent les capacités de transfert existantes (MW)

Dans chacune des régions, des estimations des coûts unitaires moyens de l'énergie ("CUME") ont été effectuées pour la production et le transport dans chaque province et dans les régions choisies des États-Unis. Les coûts unitaires correspondants du combustible ont aussi été calculés. En même temps, des estimations correspondantes de la capacité annuelle nécessaire ("CAN") ont été effectuées. Les renseignements utilisés pour fin d'analyse ont été obtenus des services d'électricité et ont surtout rapport à 1990. Quoique les plans et les estimations faites à cette époque par les services d'électricité ont pu changé, ceci ne devrait pas affecter de façon substentiel les bénéfices potentiels qui ont été déterminés pour une coopération accrue.

Les estimations de CUME, CAN et de coûts unitaires de combustible sont présentées aux figures 6.2, 6.3 et 6.4 respectivement. Celles-ci ont été utilisées pour identifier les occasions de faire du commerce entre les provinces et les régions des États-Unis à l'intérieur de chacune des cinq régions, commençant en l'an 2000.

6.2.1 Région n° 1 - Colombie-Britannique/Alberta/Nord-Ouest en bordure du Pacifique (É.-U.)/Californie

La Colombie-Britannique, l'Alberta, le Nord-Ouest et le Sud-Ouest en bordure du Pacifique (notamment la Californie) forment une région qui se prête naturellement à un aménagement concerté (région d'aménagement naturelle). Elle fait partie du Western Systems Coordinating Council (WSCC) qui s'étend du Pacifique aux Prairies (c'est-à-dire au Canada jusqu'à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan) et fait partie d'une des neuf régions du North American Electric Reliability Council ("NERC"). La région No.1 fait aussi partie de l'interconnexion de l'Ouest et est exploitée séparément de l'interconnexion de l'Est qui s'étend des Prairies à l'Atlantique.

Les figures 6.2, 6.3, 6.4 et 6.5 indiquent les CUME des centrales et des réseaux de transport connexes, la CAN correspondante et le coût unitaire du combustible de chaque province et de la Californie ainsi que la capacité de transfert actuelle des interconnexions entre les réseaux. La présente étude porte uniquement sur la Californie car celle-ci semble représenter le marché le plus lucratif pour les exportations d'électricité canadiennes. Cependant, le Nord-Ouest en bordure du

FIGURE 6.2

CUME nominaux en cents/kW.h* des centrales nord-américaines choisies qui seront en service en l'an 2000.
Données fondées sur la production moyenne dans le cas des centrales hydro-électriques et sur la charge de base dans le cas des centrales thermiques (facteur de capacité de 80 %)

*** Prix exprimés en dollars canadiens en l'an 2000.**

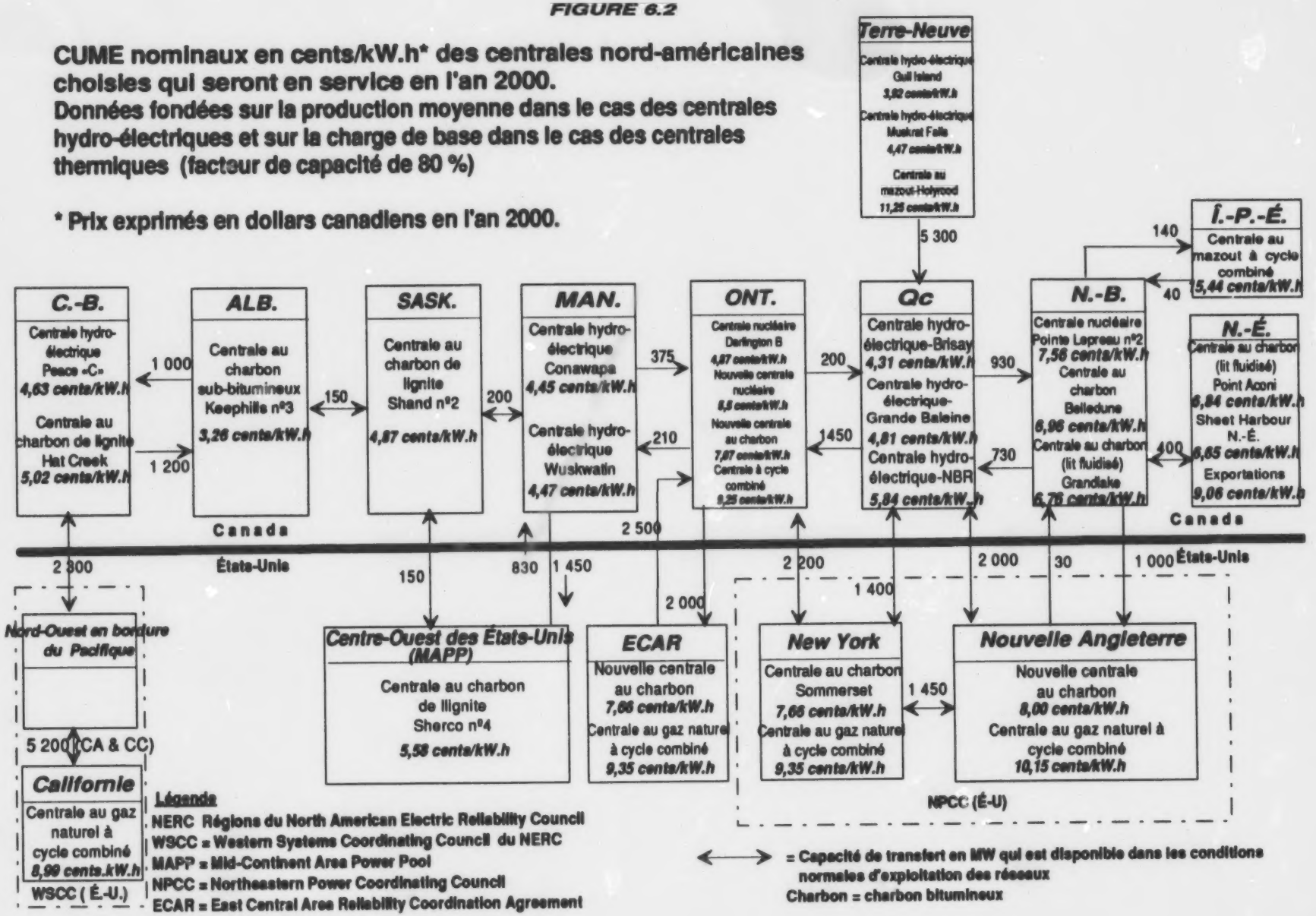
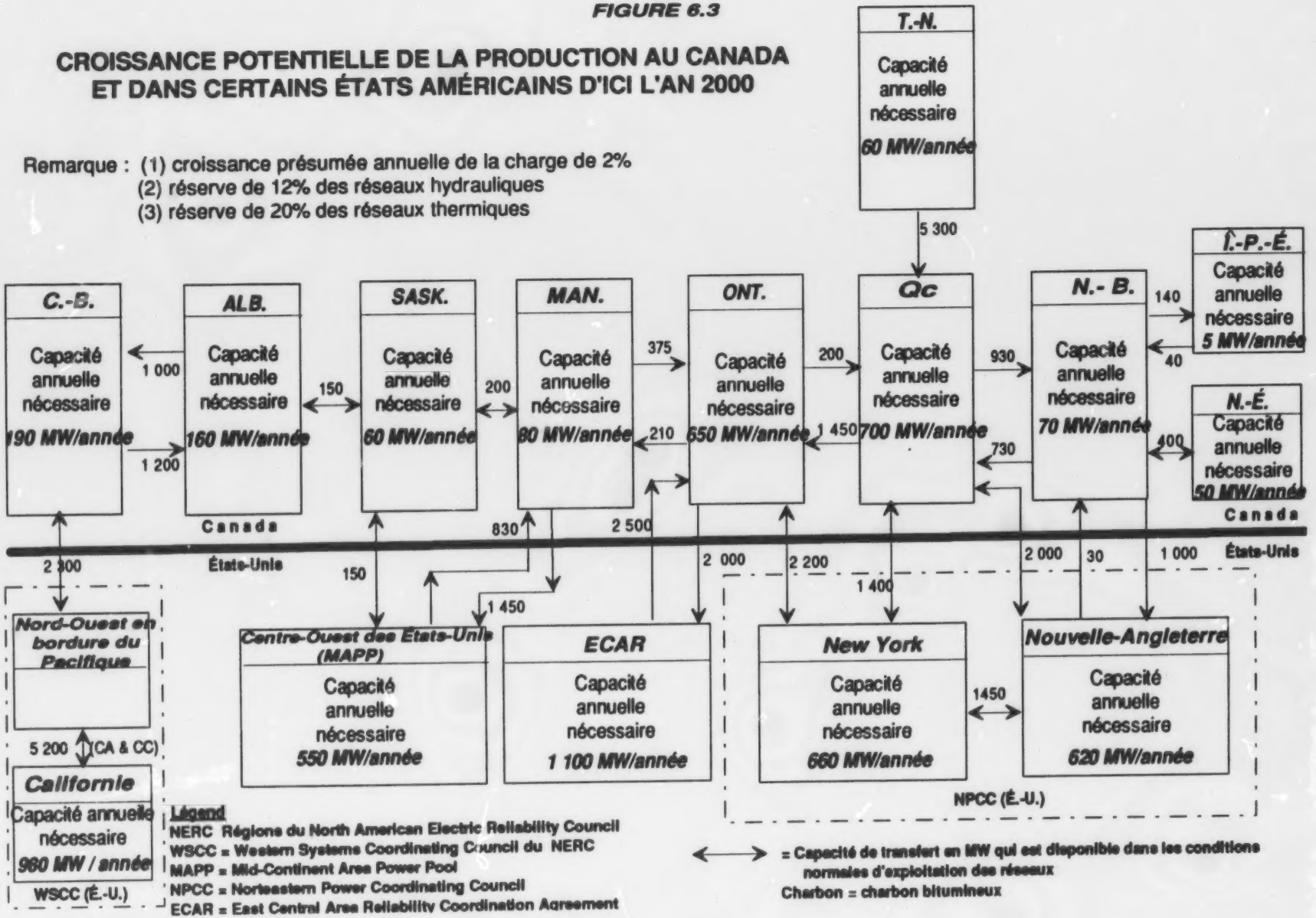


FIGURE 6.3

CROISSANCE POTENTIELLE DE LA PRODUCTION AU CANADA ET DANS CERTAINS ÉTATS AMÉRICAINS D'ICI L'AN 2000

Remarque : (1) croissance présumée annuelle de la charge de 2%
(2) réserve de 12% des réseaux hydrauliques
(3) réserve de 20% des réseaux thermiques



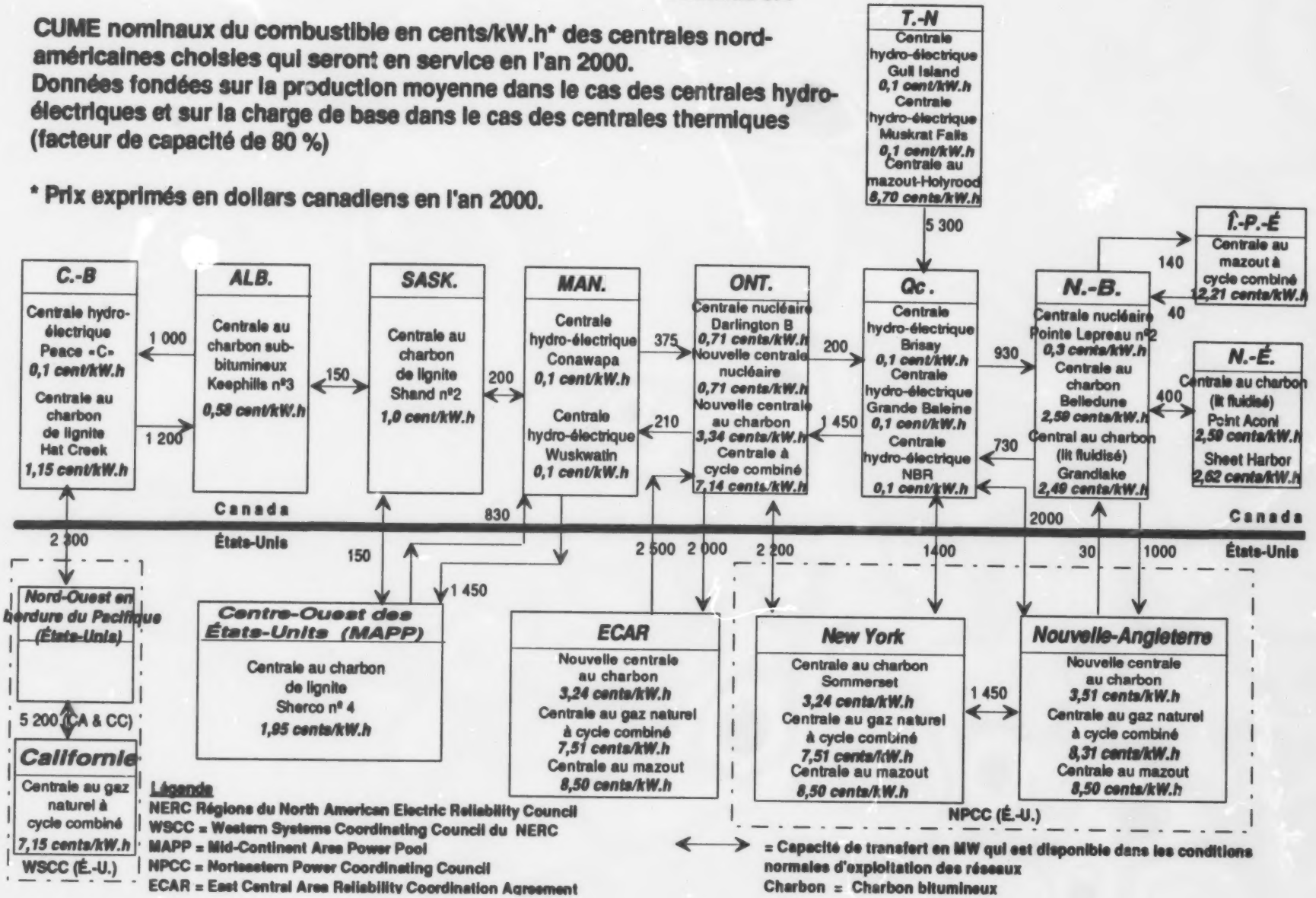
Légend
NERC Régions du North American Electric Reliability Council
WSCC = Western Systems Coordinating Council du NERC
MAPP = Mid-Continent Area Power Pool
NPCC = Northeastern Power Coordinating Council
ECAR = East Central Area Reliability Coordination Agreement

↔ = Capacité de transfert en MW qui est disponible dans les conditions normales d'exploitation des réseaux
Charbon = charbon bitumineux

FIGURE 6.4

CUME nominaux du combustible en cents/kW.h* des centrales nord-américaines choisies qui seront en service en l'an 2000.
Données fondées sur la production moyenne dans le cas des centrales hydro-électriques et sur la charge de base dans le cas des centrales thermiques (facteur de capacité de 80 %)

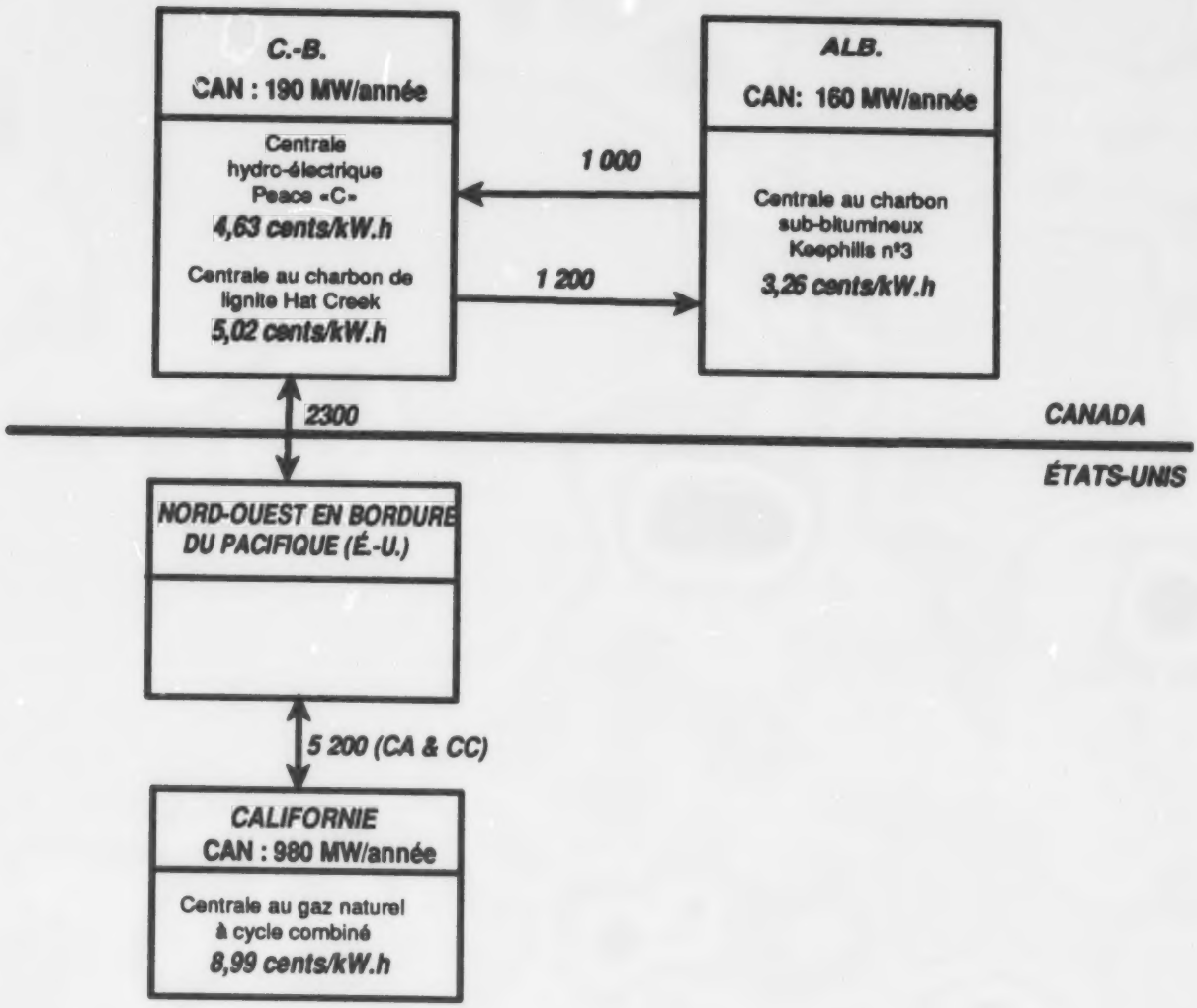
*** Prix exprimés en dollars canadiens en l'an 2000.**



Légende
NERC Régions du North American Electric Reliability Council
WSCC = Western Systems Coordinating Council du NERC
MAPP = Mid-Continent Area Power Pool
NPCC = Northeastern Power Coordinating Council
ECAR = East Central Area Reliability Coordination Agreement

↔ = Capacité de transfert en MW qui est disponible dans les conditions normales d'exploitation des réseaux
Charbon = Charbon bitumineux

FIGURE 6. 5
POSSIBILITÉS DE COLLABORATION ET D'AMÉNAGEMENT POUR LA RÉGION 1
CAN : capacité annuelle nécessaire



DÉBOUCHÉS POSSIBLES POUR LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Genre de commerce	Parties négociatrices		CUME cents / KW.h		Marge de négociation
INTERPROVINCIAL	C.-B.	ALB.	4,6	3,2	1,4 cent/kW.h
INTERNATIONAL	C.-B.	CAL.	4,6	9,0	4,4 cents/kW.h
	ALB.	CAL.	3,2	9,0	5,8 cents/kW.h

Pacifique constitue également un marché en croissance pour l'électricité canadienne. En outre, la concurrence exercée par la région désertique du Sud-Ouest et la région des montagnes des États-Unis peut faire obstacle à la pénétration du marché californien par les services d'électricité canadiens. La figure 6.5 indique aussi les débouchés interprovinciaux et internationaux possibles pour l'électricité dans la région.

À la lumière de ces chiffres, nous pouvons faire les observations suivantes :

- Les coûts de production des centrales au gaz naturel de la Californie sont environ trois fois plus élevés que les coûts de production des centrales au charbon sub-bitumineux de l'Alberta. En plus, ils sont deux fois plus élevés que les coûts de production de la centrale hydro-électrique «C» en C.-B. On peut rétrécir cet écart dans une certaine messure en recourant à d'autres sources d'approvisionnement de la C.-B, comme les centrales au charbon.

- Même si nous ajoutons le coût des améliorations des installations de transport de l'interconnexion Nord-Sud et des États-Unis pour acheminer l'électricité canadienne vers la Californie, il appert que les exportations canadiennes seront plus compétitives que les autres approvisionnements américains sur ce marché.

- Si l'Alberta avait accès au marché californien par l'intermédiaire des réseaux de C.-B. et de Bonneville Power Authority (BPA), elle pourrait faire des échanges commerciaux beaucoup plus lucratifs que si elle fait affaire uniquement avec la C.-B.

- Même si les coûts de production de l'Alberta sont inférieurs de 50 % à ceux de la Colombie-Britannique, des améliorations appréciables aux installations de transport entre l'Alberta et la C.-B. devront être apportées pour acheminer la production albertaine vers marché de la C.-B. Cependant, il existe des possibilités d'aménagement concerté qui ont fait l'objet d'une étude menée par BC Hydro et TransAlta (laquelle représente les services membres de l'AIS).

- Le réseau à prédominance thermique de l'Alberta avec ses coûts peu élevés de production (0,6 cent/kW.h) fournit des quantités appréciables d'énergie excédentaire bon marché qui peuvent être coordonnées avec la capacité disponible sur le réseau déficitaire de BC Hydro. Il existe donc d'autres possibilités de coordination hydraulique-thermique des ressources combinées des deux provinces.

- Les besoins combinés annuels en capacité des provinces de l'Alberta et de la Colombie-Britannique sont estimés à environ 350 MW/année. Cela signifie qu'il faudra une centrale de 1 000 MW tous les trois ans pour répondre à l'accroissement prévu de la demande. Il existe donc des possibilités de coordination et de planification des programmes de production dans chaque province.

- L'alternance des projets de construction de centrales entre les deux provinces, le renforcement des interconnexions interprovinciales et autres mesures prises dans le cadre d'une planification conjointe des projets de production et de transport pourraient procurer des avantages appréciables aux deux provinces. En outre, les excédents potentiels de capacité et d'énergie pouvant découler de ces projets pourraient être mieux coordonnés afin de maximiser les recettes provenant des ventes à l'exportation.

- Les exportations garanties à court terme par BC Hydro, jumelées à l'énergie fournie par l'Alberta, pourraient permettre ainsi l'exportation de produits de valeur supérieure au marché californien.

- En Californie, la production à coût marginal est combinée à la production à cycle combiné faisant appel au gaz naturel dont le coût est relativement élevé. Cette situation offre à BC Hydro et à TransAlta des débouchés accrus à l'exportation pour l'énergie d'économie à court terme, via le réseau de BC Hydro. (Actuellement, ces deux formules d'exportation sont utilisées à mesure que les possibilités d'accès au transport sur les interconnexions Nord-Sud de BPA s'accroissent).

- La Colombie-Britannique a mis sur pied le POWEREX Pool Operation ("PPO"), un service de distribution qui desservira les marchés intérieurs et extérieurs d'électricité en

gros à court terme, notamment l'Alberta et l'Ouest des États-Unis. Le PPO facilitera les transactions à court terme visant la conclusion de marchés concurrentiels et la réalisation de gains d'efficience dans l'intérêt de la Colombie-Britannique.

- Les réseaux de la Colombie-Britannique et de l'Alberta connaissent leur demande de pointe en hiver et, par conséquent, ils disposent de capacité excédentaire en été. Cela vaut également pour les services américains du Nord-Ouest en bordure du Pacifique. Les services californiens, par contre, ont des réseaux à pointe estivale qui disposent donc d'un excédent de capacité en hiver. Il existe donc des possibilités d'échanges de diversité saisonnière hivernale-estivale entre les services du Nord-Ouest en bordure du Pacifique (y compris la Colombie-Britannique et l'Alberta) et les service de Californie. Même si les services de cette première région américaine ont préséance sur les services canadiens pour ces échanges de diversité, il semble exister des possibilités pour la Colombie-Britannique et l'Alberta de tirer profit du commerce saisonnier potentiel restant.

- En lieu et place des échanges de diversité saisonnière, les services d'électricité albertains/Colombie-Britannique pourraient opter pour des ventes estivales à long terme (soit de mai à octobre) sur le marché californien (si les services canadiens ne peuvent compter sur un retour de capacité de la part de la Californie en hiver).

- Si la Colombie-Britannique et/ou l'Alberta peuvent accaparer 20 pour-cent du marché californien, cela se traduira par des exportations garanties à long terme de 200 MW par année en moyenne.

- Pour accaparer une part aussi importante du marché américain, la C.-B. et l'Alberta devront peut-être mettre leurs ressources en commun. Par exemple, la vente garantie de 1 000 MW à la Californie sur une période de 30 ans permettrait seulement de répondre à la demande croissante de cet État pour un an. Par contre, la vente combinée à l'exportation de la production hydraulique de la Colombie-Britannique et de la production thermique de l'Alberta procurerait aux deux provinces des avantages très importants sans compter le partage des risques.

- Il existe des obstacles à l'accroissement des échanges internationaux car la Bonneville Power Administration ("BPA") peut restreindre le transport des exportations canadiennes en Californie par l'interconnexion Nord-Sud de BPA.

- BC Hydro et BPA négocient l'accroissement de l'accès au transport de la C.-B. en échange de certaines concessions à BPA.

6.2.2 Région n° 2 - Saskatchewan/Manitoba/Centre-Ouest des États-Unis

La Saskatchewan, le Manitoba et le Centre-Ouest américain forment une région naturelle d'aménagement qui comprend le Mid Continent Area Power Pool ("MAPP") du NERC et fait partie de l'interconnexion de l'Est.

À la lumière des figures 6.2, 6.3, 6.4 et 6.6 qui indiquent les possibilités de collaboration et d'aménagement qui s'offrent dans cette région, nous pouvons faire les observations suivantes :

- Comme les coûts de production des centrales au lignite se comparent à ceux de centrales hydrauliques du Manitoba, les possibilités d'aménagement régional dans ces deux provinces des Prairies semblent limitées.

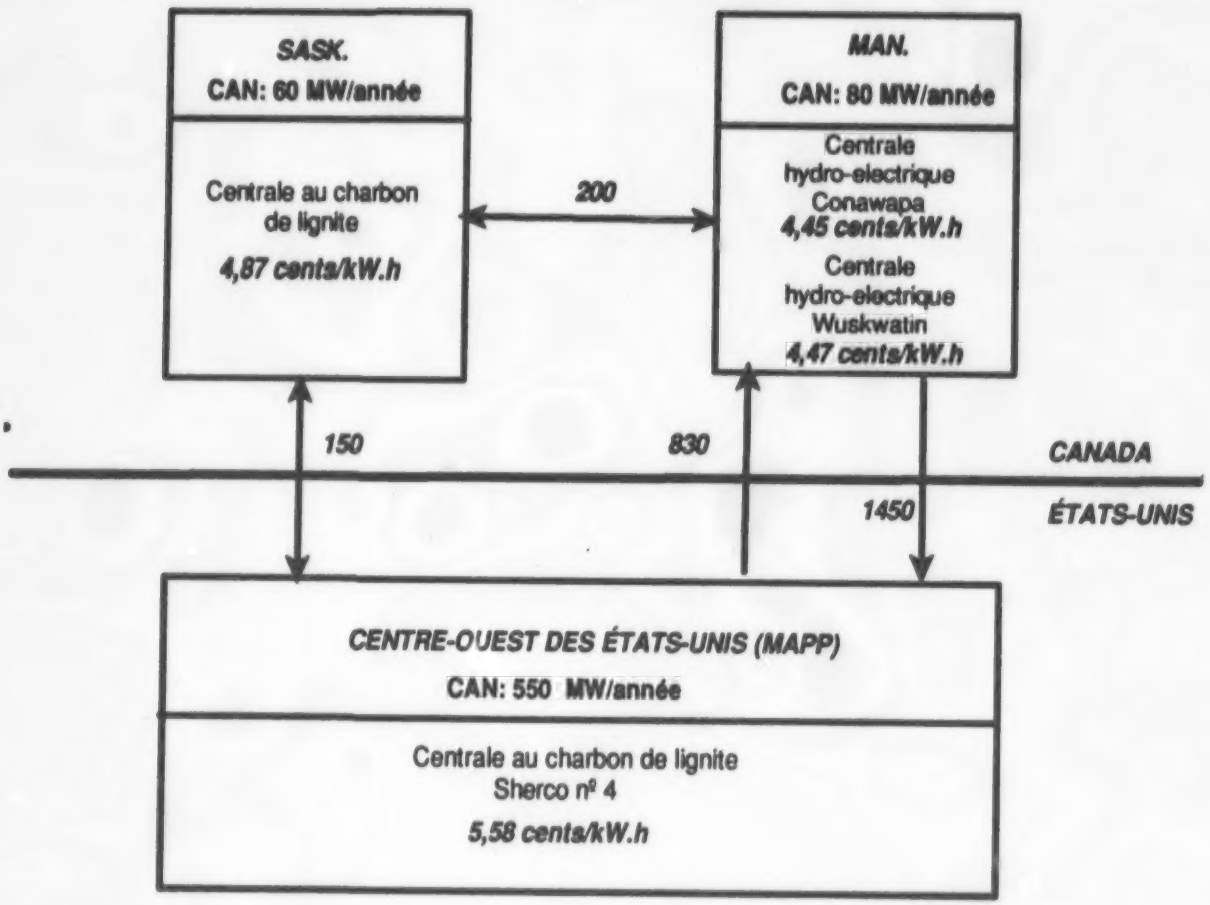
- Les deux provinces couvrent de très grandes superficies et leurs besoins annuels en capacité sont faibles. Par conséquent, tout projet d'aménagement à l'échelle régionale peut nécessiter la construction d'interconnexions longues, dispendieuses et de grande capacité visant à renforcer les raccordements en place. Ces coûts supplémentaires en capital constitueraient des obstacles appréciables à la réalisation de projets de plus grande envergure.

- Cependant, en recourant à la planification conjointe, on pourrait :

  (i) échelonner la production dans chaque province pour répondre de façon plus économique aux demandes combinées;

FIGURE 6.6
POSSIBILITÉS DE COLLABORATION ET D'AMÉNAGEMENT POUR LA RÉGION 2

CAN : capacité annuelle nécessaire



DÉBOUCHÉS POSSIBLES POUR LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Genre de commerce	Parties négociatrices		CUME cents / KW.h		Marge de négociation
INTERPROVINCIAL	MAN	SASK	4,5	4,9	0,4 cent/kW.h
INTERNATIONAL	MAN	C.-O.	4,5	5,6	1,1 cent/kW.h
	SASK	C.-O.	4,9	5,6	0,7 cent/kW.h

(ii) partager dans une plus grande mesure la capacité génératrice de réserve afin de réduire les marges de capacité requises en prévision des pannes planifiées et forcées des centrales dans les limites des interconnexions existantes.

- D'après les estimations faites, les coûts de production au Manitoba sont d'environ 25 % inférieurs à ceux des meilleures solutions de rechange (p. ex. les centrales au lignite) dans le Centre-Ouest des États-Unis.

- Cet avantage comparatif ne semble pas justifier une tentative de pénétration de ce marché américain et ce, pour les raisons suivantes :

(i) Les services d'électricité américains peuvent exiger une remise de prix d'au moins 20 % (soit 0,6 cent/kW.h), comme ce fut le cas de la vente de 500 MW de la centrale de Limestone conclue entre Hydro-Manitoba et Northern States Power ("NSP").

(ii) Le coût des interconnexions additionnelles pourrait absorber la marge de négociation restante de 5 % (c'est-à-dire 0,3 à 0,4 cent/kW.h).

- Le Manitoba a réussi à négocier avec NSP la vente garantie à long terme de 500 MW provenant de Limestone. Cependant, le coût de Limestone était passablement inférieur à celui de Conawapa.

- Le réseau manitobain est un réseau à pointe hivernale tandis que certains services d'électricité du Centre-Ouest américain ont un réseau à pointe estivale, d'où les possibilités d'échanges de diversité estivale-hivernale. En effet, le Manitoba a conclu avec NSP un contrat de vente de diversité de 300 MW et il négocie actuellement avec NSP et d'autres services américains en vue de porter ce volume à 500-700 MW à compter du milieu des années 1990.

- Parallèlement aux négociations avec les États-Unis, le Manitoba négocie également avec Ontario Hydro. Récemment, il a signé un contrat de vente à long terme de 1 000 MW

provenant de la centrale Conawapa qui devrait être mise en service à la fin des années 1990.

- Compte tenu de ce contrat, le Manitoba est probablement moins intéressé à conclure des contrats d'exportation de volumes garantis importants avec les services d'électricité du Centre-Ouest des États-Unis.

- Il existe des possibilités de coordination conjointe de la production hydraulique et thermique qui permettraient au Manitoba de consolider sa capacité par l'accès aux surplus d'énergie thermique de la Saskatchewan. Cependant, ces possibilités sont limitées en raison de la disponibilité d'énergie excédentaire de la Saskatchewan.

- Hydro-Manitoba et NSP ont conclu un accord de soutien en matière d'énergie garantie qui permet au Manitoba de rappeler jusqu'à 1 500 GW.h en un an pour accroître sa capacité fiable quand les débits sont faibles ou bas.

- L'interconnexion internationale de 1 500 MW entre le Manitoba et le Centre-Ouest des États-Unis permet d'acheminer toute la capacité garantie prévue aux contrats d'exportation en plus de vendre de l'énergie interruptible quand l'occasion se présente. Les coûts marginaux du combustible, qui s'établissent à 1,9 cent/kW.h dans le Centre-Ouest des États-Unis, constituent un facteur économique appréciable qui incite le Manitoba à vendre toute l'hydro-électricité excédentaire dont il dispose.

- Les années où les précipitations sont faibles, cette interconnexion à grande capacité lui permet aussi d'importer de l'électricité pour répondre à sa demande intérieure, comme ce fut le cas en 1987-1988.

6.2.3 Région n° 3 - Manitoba/Ontario/Québec/New York/ECAR

Même si l'Ontario, le Québec, l'État de New York et le Michigan forment une région naturelle d'aménagement, le contrat d'achat et de vente à long terme de 1 000 MW conclu récemment entre l'Ontario et le Manitoba a pour effet d'inclure maintenant le Manitoba dans cette région. Cette

dernière comprend une partie du MAPP et le Northeast Power Coordinating Council ("NPCC") ainsi qu'une partie de la East Central Area Reliability Coordination Agreement ("ECAR").

Les figures 6.2, 6.3, 6.4 et 6.7 indiquent les possibilités de collaboration et d'aménagement pour cette région. À la lumière de ces données, nous pouvons faire les observations suivantes :

- La solution de rechange économique à long terme la moins chère pour l'Ontario semble être, et de loin, la production nucléaire. En effet, les coûts de production sont d'environ 30 à 40 % inférieurs à ceux des nouvelles centrales au charbon, et l'électronucléaire est sans contredit plus économique que l'électricité produite dans les centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel. Nous savons que la période de planification pour les centrales nucléaires est d'environ 15 ans de sorte que la date de mise en service la plus rapprochée serait 2005 environ et non 2000 (date présumée dans la présente étude). Néanmoins, vu la nature comparative de cette analyse, la date de mise en service ne devrait pas avoir d'incidence appréciable sur les avantages calculés.

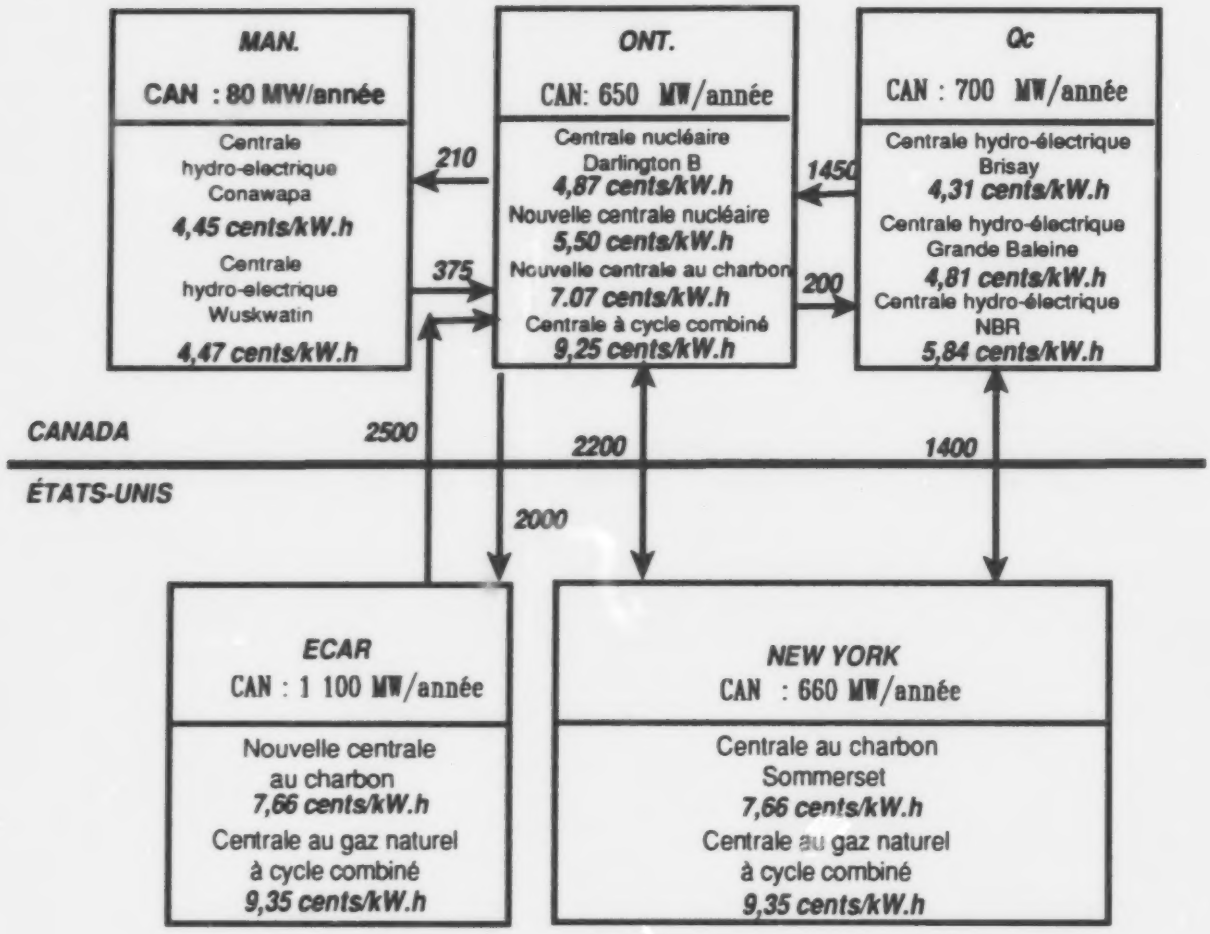
- Les coûts de production des centrales hydro-électriques de charge de base du Manitoba se comparent aux coûts de production de la centrale nucléaire Darlington B de l'Ontario et sont à peine moins élevés que ceux des nouvelles centrales nucléaires ontariennes. Il semble donc que des facteurs autres que les facteurs économiques tangibles ont joué un rôle important dans la conclusion du contrat d'achat et de vente de 1 000 MW conclu récemment entre l'Ontario et le Manitoba. Ces considérations, y compris les retombées économiques secondaires, étaient les suivantes :

  (i) Accroissement de la diversité de l'approvisionnement pour l'Ontario.

  (ii) Soutien et fiabilité accrus pour les charges du nord-ouest de l'Ontario.

  (iii) L'Ontario doit renforcer ses interconnexions entre les réseaux du nord-ouest et du centre d'ici le début des années 2000. En construisant une seule ligne de transport additionnelle à un coût d'environ 80 à 100 millions de dollars, elle

FIGURE 6. 7
POSSIBILITÉS DE COLLABORATION ET D'AMÉNAGEMENT
POUR LA RÉGION 3
CAN : capacité annuelle nécessaire



DÉBOUCHÉS POSSIBLES POUR LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Genre de commerce	Parties négociatrices		CUME cents / KW.h		Marge de négociation
INTERPROVINCIAL	ONT.	MAN.	5,5	4,5	1,0 cent/kW.h
	ONT.	Qc	5,5	4.8	0,7 cent/kW.h
INTERNATIONAL	ONT.	NY	5,5	7,7	2,2 cents/kW.h
	Qc	NY	4,8	7,7	2,9 cents/kW.h

pourrait porter la capacité de ses interconnexions interprovinciales avec le Manitoba de 375 MW à 1 500 MW pour soutenir l'achat de 1 000 MW de Conawapa.

(iv) Ces interconnexions interprovinciales renforcées permettront également à Hydro-Manitoba d'utiliser l'énergie excédant les volumes contractuels pour pénétrer le marché plus lucratif du sud de l'Ontario où le coût marginal de la production thermique au charbon à long terme est estimé à 3,3 cents/kW.h comparativement à 1,9 cent/kW.h sur le marché du Centre-Ouest des États-Unis. Les avantages économiques découlant de ces échanges interprovinciaux seraient partagés entre les deux provinces.

- L'accord conclu entre le Manitoba et l'Ontario est donc un exemple classique de la collaboration qui peut exister entre les provinces afin de stimuler le commerce interprovincial de l'électricité.

- Comme, d'après les estimations, les coûts de la production électronucléaire en Ontario sont comparables aux coûts de production des centrales hydro-électriques de Grande Baleine et de Nottawa-Broadback-Rupert dont le Québec projette la construction, il est peu probable que ces deux provinces concluent des contrats d'achat et de vente de quantités imposantes de puissance garantie à long terme. Des négociations ont été menées de 1987 à 1989, mais elles ont été rompues en raison surtout du fait que le prix demandé par le Québec était supérieur à celui que l'Ontario était prête à payer.

- Actuellement, les grands réseaux du Québec et de l'Ontario ne sont pas raccordés. Pour effectuer des transferts d'électricité, la seule façon de procéder en ce moment consiste à isoler la production québécoise et à la raccorder au réseau ontarien, et vice versa. Cet arrangement permet d'acheminer quelque 1 450 MW du Québec vers l'Ontario, mais seulement 200 MW de la production ontarienne peut être isolée pour répondre aux besoins du Québec.

- Pendant plusieurs années, le Québec a disposé de surplus d'hydro-électricité. L'Ontario a donc pu acheter cette énergie moyennent des dépenses en capital minimales additionnelles pour son réseau de transport, en recourant aux arrangements décrits ci-dessus.

- Cependant, cette situation a changé. Les surplus d'hydro-électricité du Québec s'épuisent tandis que l'Ontario, si elle poursuit la construction de centrales nucléaires de charge minimale, peut disposer de quantités appréciables d'énergie nucléaire relativement bon marché (p. ex. 0,7-0,8 cent/kW.h) pendant les périodes hors-pointe de la journée.

- Il semble donc y avoir des possibilités d'emmagasiner l'énergie comparables aux accords qui existent actuellement entre le Québec et le New England Power Pool (NEPOOL). En vertu de ces accords, le Québec peut importer l'électricité américaine à meilleur marché pendant les périodes hors-pointe, l'emmagasiner par substitution dans ses vastes réservoirs hydrauliques puis l'exporter ou la «retourner» pendant les périodes de pointe quand le coût marginal de production du NEPOOL est élevé.

- Cependant, l'emmagasinage d'énergie pour le bénéfice de l'Ontario et le Québec nécessitera le raccordement des deux réseaux au moyen de liaisons en courant continu à capacité élevée qui permettront des transferts de grandes quantités d'électricité dans les deux directions.

- Le renforcement des interconnexions interprovinciales Ontario-Québec offrira également un large éventail de transactions d'autres types et les deux parties en tireront des avantages sur le plan de l'économie et de la fiabilité. Il semble que les deux services d'électricité examinent actuellement cette possibilité.

- Étant donné que le Québec et l'Ontario ont des réseaux à pointe de consommation hivernale contrairement aux réseaux de l'ECAR et de New York, des échanges de diversité hivernale-estivale ainsi que des ventes estivales peuvent être réalisés. Actuellement, le Québec a conclu un contrat d'échange de diversité saisonnière à long

terme avec la New York Power Authority et des échanges supplémentaires sont susceptibles d'être effectués.

- Même si le Québec et l'Ontario semblent avoir un net avantage net sur l'État de New York pour ce qui est des coûts de production, l'Ontario a pour politique de ne pas construire de nouvelles installations pour les exportations contrairement au Québec qui soutient et encourage le devancement de son programme de production à des fins d'exportation.

6.2.4 Région n° 4 - Ontario/Québec/Terre-Neuve/New York/Nouvelle-Écosse

L'Ontario, le Québec, Terre-Neuve et le Labrador, New York et les États de la Nouvelle-Angleterre forment une région d'aménagement naturelle. Toutes ces provinces et États, exception faite de Terre-Neuve et du Labrador, font partie de la région NPCC du NERC.

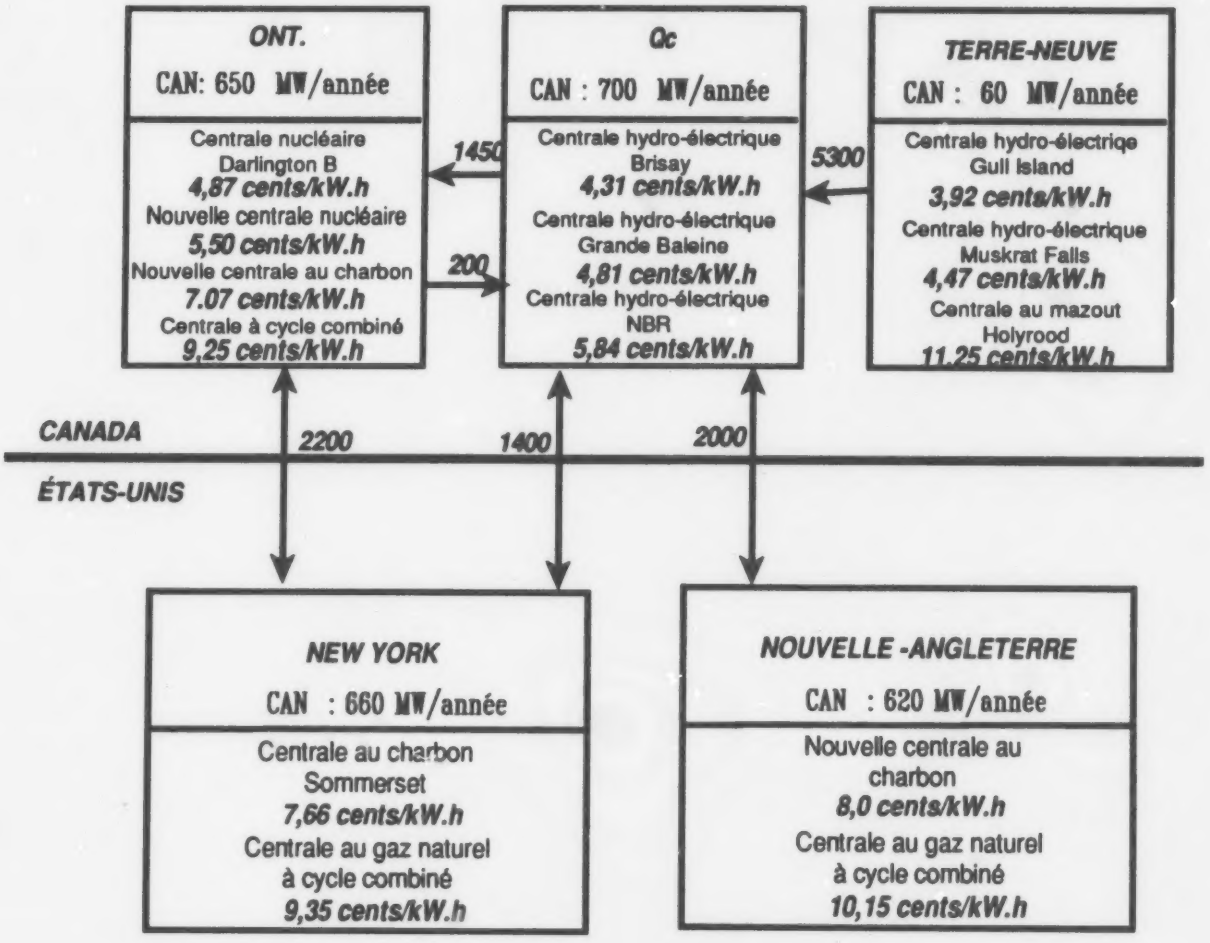
Les figures 6.2, 6.3, 6.4 et 6.8 illustrent les possibilités qui s'offrent à cette région sur le plan de la collaboration et de l'aménagement. L'analyse de ces chiffres permet de dégager les observations suivantes :

- La Nouvelle-Angleterre représente un marché attrayant pour le Québec. En effet, le Québec a négocié la vente de 500 MW de puissance garantie à Vermont Joint Owners ("VJO"). Le Québec a de plus négocié une vente de 1 000 MW de puissance garantie à la New York Power Authority ("NYPA"). Cette dernière vente a cependant été annulée par NYPA à cause de ses raisons économiques et préoccupations environnementales sur le développement des ressources hydrauliques dans la région de la Baie James. Cependant, les perspectives à long terme d'exportations garanties du Québec vers l'État de New York et/ou la Nouvelle-Angleterre demeurent.

- La mise en valeur des ressources hydrauliques de Gull Island au Labrador semble représenter le projet d'aménagement hydro-électrique le plus économique à raison de 3,9 cents/kW.h tandis que Muskrat Falls, à 4,5 cents/kW.h, occupe également une très bonne place dans l'échelle d'évaluation des projets de production au Canada.

FIGURE 6. 8
POSSIBILITÉS DE COLLABORATION ET D'AMÉNAGEMENT POUR LA RÉGION 4

CAN : capacité annuelle nécessaire



DÉBOUCHÉS POSSIBLES POUR LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Genre de commerce	Parties négociatrices		CUME cents / KW.h		Marge de négociation
INTERPROVINCIAL	Qc	T.-N.	4,8	3,9	0,9 cents/kW.h
	ONT.	T.-N	5,5	3,9	1,6 cents/kW.h
INTERNATIONAL	T.-N.	NY	3,9	7,7	3,8 cents/kW.h
	Qc	NY	4,8	7,7	2,9 cents/kW.h
	Qc	N.-A.	4,8	8,0	3,2 cents/kW.h

- Par comparaison, les coûts de production des centrales au mazout de Terre-Neuve sont estimés à environ 11,2 cents/kW.h. Cet écart constitue donc un facteur très important militant en faveur de la mise en valeur des ressources hydrauliques du Labrador pour répondre à la demande croissante de Terre-Neuve.

- Ensemble, les centrales de Gull Island (2 200 MW) et Muskratt Falls (820 MW) peuvent produire quelque 3 000 MW. Cependant, le réseau terre-neuvien ne peut à lui seul absorber toute cette capacité car la demande intérieure totale, même en l'an 2000, n'est pas censée atteindre 2 500 MW tandis que la capacité annuelle nécessaire ne devrait pas excéder 60 MW/année.

- La puissance provenant des futures centrales hydro-électriques du Labrador doit être acheminée a Terre-Neuve par un câble sous-marin CCHT à haute capacité traversant le détroit de Belle-Isle.

- Pour accélérer l'aménagement à court terme de Gull Island et de Muskrat Falls, on pourrait envisager la possibilité de ventes garanties à long terme à des réseaux capables d'absorber toute la production des deux centrales. Ces marchés sont le Québec, l'Ontario, les Maritimes, l'État de New York et/ou la Nouvelle-Angleterre.

- Nous devons souligner que les CUME calculés pour les diverses sources d'approvisionnement comprennent aussi les frais d'acheminement de l'électricité vers les marchés. Dans le cas des coûts de production de Terre-Neuve, nous incluons le coût de la liaison CCHT qu'il faudrait construire pour acheminer l'électricité du Labrador au centre de consommation de l'île, à St John's. Pour desservir les marchés de l'Ontario, du Québec, de New York et de la Nouvelle-Angleterre, il en coûterait un peu moins cher que pour desservir Terre-Neuve car les coûts respectifs de transport de l'électricité de Gull Island vers chacun de ces marchés extérieurs seraient probablement moins élevés que le coût d'une liaison CCHT avec Terre-Neuve.

- Les possibilités que le Québec et Terre-neuve concluent un contrats d'achat et de vente à long terme semblent très faibles car la marge de négociation est très mince même si le report de nouveaux développements des ressources hydrauliques pourrait modifier la situation au Québec.

- Cependant, comme dans le cas du Manitoba et de l'Ontario, le Québec peut juger plus avantageux de conclure un marché visant l'achat de la totalité ou d'une partie de la production de Gull Island que de construire, si le développement de nouvelles ressources hydrauliques est reporté indûment. Le Québec pourrait en effet choisir cette solution pour les raisons suivantes :

  (i) besoin d'électricité supplémentaire pour alimenter le réseau de l'est du Québec;

  (ii) diversité de l'approvisionnement;

  (iii) aménagement plus rapide de la centrale de Gull Island contrairement à Grand baleine, pour répondre à la demande croissante du Québec.

- Nous croyons savoir que les négociations entre Québec et Terre-Neuve se poursuivent.

- Les marges de négociation entre Terre-Neuve et l'Ontario semblent appréciables. La possibilité d'un accord tripartite (Ontario, Québec et Terre-Neuve) a déjà suscité beaucoup d'intérêt. Cependant, cette possibilité s'est estompée quand le Québec s'est dit intéressé à acheter toute la production des centrales du Labrador.

- De toute évidence, les marges de négociation entre Terre-Neuve et l'État de New York et-ou la Nouvelle-Angleterre fournissent un marché très lucratif pour Gull Island et Muskrat Falls même si l'on tient compte du fait que Terre-Neuve devra payer les frais d'acheminement en transit par la province de Québec.

- L'exploitation des ressources du Labrador à des fins d'exportation soulève une multitude de questions, notamment :

(i) accès au réseau de transport du Québec pour atteindre New York;

(ii) perte possible de ventes pour le Québec pouvant découler d'un marché entre Terre-Neuve et New York, ou Terre-Neuve et la Nouvelle-Angleterre;

(iii) compétence fédérale-provinciale.

- Même si l'on tient compte de ces obstacles apparents, il se pourrait que Québec et Terre-Neuve parviennent à une entente, laquelle pourrait prévoir la construction de la centrale de Gull Island ou de Muskrat Falls (ou des deux) pour répondre en partie aux besoins futurs du Québec ainsi qu'à ceux du marché d'exportation. Si Terre-Neuve concluait un double marché, elle réaliserait des avantages économiques accrus grâce, d'une part, aux ventes à l'exportation et, d'autre part, à la vente d'électricité au Québec à des prix rivalisant avec ceux de la meilleure solution de rechange du Québec.

6.2.5 Région n° 5 - Québec/Nouveau-Brunswick/Île-du-Prince-Édouard/Nouvelle-Écosse/Nouvelle-Angleterre.

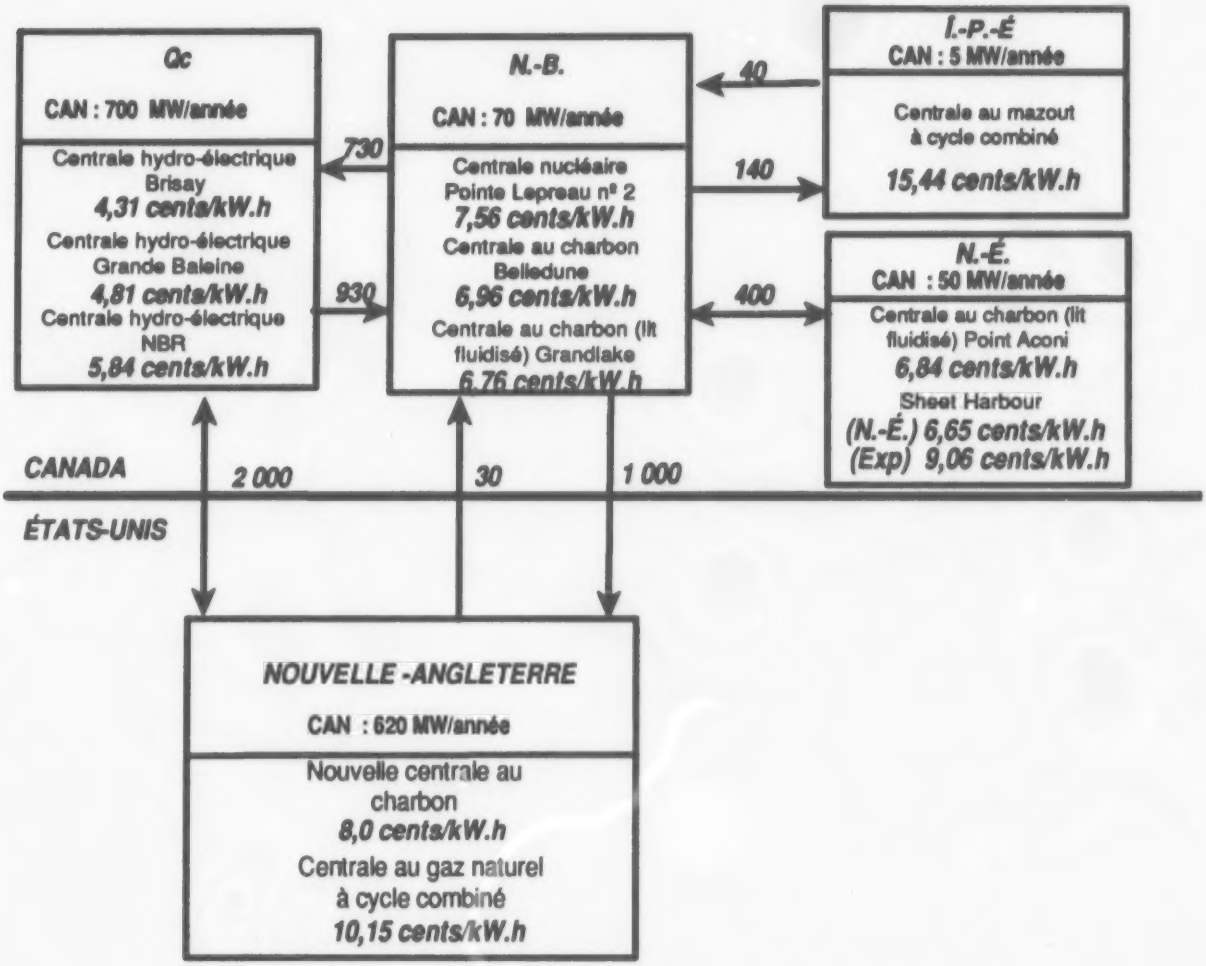
Le Québec, le Nouveau-Brunswick, l'Île-du-Prince-Édouard, la Nouvelle-Écosse et les États de la Nouvelle-Angleterre forment une région d'aménagement naturelle. Ces provinces et États, exception faite de l'Î.-P.-É., font partie de la région du NPCC. Dans la présente analyse, Terre-Neuve a été confinée à la région n° 4 parce que depuis toujours, Terre-Neuve fait affaire avec les services d'électricité de cette région.

Les figures 6.2, 6.3, 6.4 et 6.9 illustrent les possibilités qui s'offrent à cette région sur le plan de la collaboration et de l'aménagement. L'analyse de ces chiffres permet de dégager les observations suivantes :

- Le Nouveau-Brunswick occupe une place stratégique sur le plan géographique. Il est raccordé directement à tous les autres réseaux de la région.

FIGURE 6. 9
POSSIBILITÉS DE COLLABORATION ET D'AMÉNAGEMENT POUR LA RÉGION 5

CAN : capacité annuelle nécessaire



DÉBOUCHÉS POSSIBLES POUR LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Genre de commerce	Parties négociatrices		CUME cents / KW.h		Marge de négociation
INTERPROVINCIAL	N.- B.	Qc	6,8	4,8	2,0 cents/kW.h
	N.- B.	I.-P.-É.	6,8	15,4	8,6 cents/kW.h
	Qc	N.-É.	4,8	6,7	1,6 cents/kW.h
	Qc	I.-P.-É..	4,8	15,4	10,6 cents/kW.h
INTERNATIONAL	N.- B.	N.-A..	6,8	8,0	1,2 cents/kW.h
	Qc	N.-A.	4,8	8,0	3,2 cents/kW.h
	N.-É.(exp)	N.-A.	9,1	8,0	0 ,9 cents/kW.h

- La Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard ne peuvent avoir accès aux marchés du Québec ou de la Nouvelle-Angleterre que par des lignes de transport terrestres passant par le Nouveau-Brunswick ou encore par des câbles sous-marins.

- La ligne interprovinciale de transport entre le Québec et le Nouveau-Brunswick, d'une capacité nominale de 900 MW, permet au Nouveau-Brunswick d'avoir accès à l'énergie hydraulique excédentaire du Québec pour remplacer la production plus chère de ses centrales au mazout et au charbon. Les deux provinces font affaire ensemble depuis nombre d'années et ce, à l'avantage des deux parties.

- Récemment, le Québec a constaté qu'il aurait besoin d'une capacité de pointe additionnelle à compter de 1991, notamment pour répondre à la demande de la région de Gaspé.

- Au lieu de construire des installations de production, il a conclu avec le Nouveau-Brunswick un contrat d'achat d'une durée de 20 ans qui est entré en vigueur en 1991. En vertu de ce contrat, il disposera d'un total de 400 MW grâce au devancement de l'installation de turbines de combustion sur le réseau du Nouveau-Brunswick.

- Vu la capacité des interconnexions en place (soit 700 MW) en direction est-ouest, la puissance achetée peut être acheminée sans qu'il soit nécessaire d'aménager d'autres lignes de transport.

- Il s'agit d'un autre bon exemple de collaboration interprovinciale pouvant contribuer à accroître les projets d'aménagement conjoints et le commerce de l'électricité à l'échelle interprovinciale.

- Les interconnexions du Nouveau-Brunswick avec l'Île-du-Prince-Édouard ont une capacité nominale de 200 MW, mais le transfert réel est limité parce que la charge de pointe de l'Île-du-Prince-Édouard s'établit à environ 140 MW seulement. Ces transferts ont toujours permis à l'Île-du-Prince-Édouard d'acheter non seulement de la capacité garantie

à long terme (p. ex. 20 MW de la centrale Dalhousie), mais également d'acheter de l'énergie d'économie pour remplacer sa production à coût marginal très élevé. En fait, l'électricité totale achetée auprès du Nouveau-Brunswick a permis de répondre aux besoins de l'Île dans une proportion de 85 à 95 %. Cette situation devrait se maintenir.

- Même s'il existe une capacité d'interconnexion de quelque 400 MW entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse, ces deux provinces n'ont jamais conclu de contrats d'achat et de vente de puissance garantie de longue durée. En général, les échanges ont porté sur l'énergie d'économie, soit entre 200 et 650 GW.h/année de 1984 à 1988. Les échanges entre les deux provinces ont toujours été limités pour les raisons suivantes :

  (i) Les nouvelles centrales des deux provinces sont soit au charbon soit au mazout, ce qui restreint les possibilités d'échanges.

  (ii) Le cas échéant, le Nouveau-Brunswick s'est servi des surplus du Québec d'abord pour remplacer sa production à coût élevé puis il a vendu le reste à la Nouvelle-Écosse.

- Comme les surplus du Québec sont appelés à s'amenuiser, le commerce de l'électricité entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse pourrait s'accroître.

- Étant donné que les centrales hydro-électriques du Nouveau-Brunswick ont une capacité de stockage réduite, la province dispose d'un excédent considérable d'énergie hors-pointe pendant les crues nivales printanières. Au cours de ces périodes, la Nouvelle-Écosse a acheté de l'énergie hydraulique excédentaire pour remplacer sa production thermique plus chère. Ce commerce devrait se poursuivre.

- La Nouvelle-Angleterre a été et demeure un marché d'exportation important pour le Nouveau-Brunswick tant pour les ventes de puissance garantie à long terme (p. ex. participation dans la centrale au mazout Coleson Cove et le groupe n° 1 de la centrale nucléaire de la Pointe Lepreau) que pour les ventes à court terme d'énergie d'économie

et autres types d'exportations d'électricité en vertu de plusieurs contrats et conventions d'interconnexion avec les services d'électricité de la Nouvelle-Angleterre.

- À plusieurs occasions, le Nouveau-Brunswick a déclaré que ses échanges avec les services voisins lui ont permis d'abaisser les tarifs de son marché intérieur d'environ 10 à 15 pour-cent, ce qui reflète l'importance qu'il accorde à son commerce soutenu avec les services voisins tant au Canada qu'aux États-Unis.

- Si l'on compare le coût de la production nucléaire au Nouveau-Brunswick avec celui de la production hydro-électrique du Québec, on constate que les possibilités de conclure des marchés visant de grandes quantités de puissance garantie sont limitées entre les deux provinces.

- Par contre, les marges de négociation entre le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard sont très grandes. Les services d'électricité des deux provinces ont signé un contrat d'une durée de trois ans entrant en vigueur le 1er novembre 1991 et visant la vente de 20 MW du groupe n° 1 de la centrale de la pointe Lepreau.

- Le coût de production à long terme du groupe le plus économique des Maritimes (soit Sheet Harbour) a été estimé à 6,6 cents/kW.h.

- Pour contribuer à abaisser les coûts de l'électricité dans les provinces maritimes, celles-ci peuvent bénéficier des avantages associés à une planification et à un aménagement conjoints de leurs installations de production et de transport en procédant à une mise en commun intégrale de leurs ressources.

- Du milieu à la fin des années 1970, les services d'électricité des Maritimes ont mené de vastes études sur la faisabilité de créer une Société de l'énergie des Maritimes ("SEM"), le groupe n° 1 de la centrale de la pointe Lepreau devant appartenir à la nouvelle société. La SEM aurait eu pour mandat de planifier la capacité sur une base régionale et de coordonner l'exploitation des réseaux comme s'il s'agissait d'une seule entité. Cependant, pour certaines raisons la SEM n'a jamais été créée.

- Si le consortium avait été formé, il aurait pu disposer d'une capacité combinée installée de 7 000 MW en l'an 2000, soit un peu moins que celle de l'Alberta à la même période.

- Les services d'électricité des Maritimes cherchent actuellement à établir si la région pourrait réaliser des économies supplémentaires appréciables s'ils élaboraient leurs plans en faisant abstraction des limites entre les provinces.

- Les marges de négociation entre le Québec et l'Île-du-Prince-Édouard sont même plus grandes que celles entre le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard. Cependant, l'accès au transport et le coût de l'acheminement en transit de la puissance du Québec par le Nouveau-Brunswick pourraient entraver ce commerce. Du point du vue du Québec, toute vente à l'Île-du-Prince-Édouard serait négligeable comparativement à ses autres ventes à l'exportation.

- Même si les marges de négociation entre le Québec et la Nouvelle-Écosse sont appréciables, il faudrait régler les problèmes de transport par le Nouveau-Brunswick pour être en mesure de conclure des marchés.

- Au fil des ans, le Nouveau-Brunswick a misé sur le marché d'exportation pour accroître ses échanges commerciaux. Cependant, les marges de négociation entre les nouvelles centrales nucléaires de la Nouvelle-Écosse et les centrales au charbon de la Nouvelle-Angleterre ne sont pas très larges, ce qui confirme les difficultés que le Nouveau-Brunswick éprouve dans ses négociations actuelles avec plusieurs services d'électricité de la Nouvelle-Angleterre en vue de la vente à l'exportation de 400 à 600 MW de puissance garantie à long terme. Leur seul facteur déterminant en faveur de ce marché est le fait que même si le Nouveau-Brunswick peut encore construire de grandes centrales, la Nouvelle-Angleterre, pour un éventail complet de questions d'ordre environnemental et réglementaire, peut s'avérer incapable d'aménager de grandes centrales au charbon qui seraient mises en service au milieu des années 1990, période pour laquelle on prévoit un approvisionnement déficitaire.

- Les marges de négociation entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle Angleterre passent de 1,2 à 3,4 cents/kW.h si on compare la production nucléaire du Nouveau-Brunswick et la production des centrales à cycle combiné au gaz naturel de la Nouvelle-Écosse.

- Le Québec est nettement plus compétitif que le Nouveau-Brunswick sur le marché de la Nouvelle-Angleterre car ses marges de négociation sont deux fois plus grandes que celles du Nouveau-Brunswick. Il n'est donc pas étonnant que le Québec ait conclu un contrat de vente à l'exportation à long terme de 1 000 MW avec Central Maine Power ("CEMP"). Toutefois, la Maine Public Service Board n'a pas approuvé le contrat, et le marché n'a jamais été conclu.

- Nous croyons savoir que le Québec et la Nouvelle-Écosse négocient actuellement un nouveau marché, mais d'après la situation actuelle de l'approvisionnement au Québec, il est peu probable qu'un nouveau contrat d'exportation avec la Nouvelle-Angleterre entre en vigueur avant le début des années 2000.

- Il se peut aussi qu'un contrat d'exportation combiné Québec-Maritimes soit signé avec la Nouvelle-Angleterre.

- La production du Québec est à prédominance hydraulique et donc sensible au niveau des précipitations. En outre, le réseau québécois n'a jamais réussi à atteindre le niveau de fiabilité des autres réseaux nord-américains faisant partie du NPCC même si des dépenses appréciables ont été engagées pour améliorer la situation. Cependant, nous devons souligner qu'en raison des caractéristiques de son réseau (soit de longues lignes radiales reliant les centrales hydro-électriques aux centres de consommation), le Québec a pu difficilement se conformer aux critères du NPCC par le passé. Dans les Maritimes, par contre, la production est essentiellement thermique (centrales au charbon) et nucléaire et elle est assortie d'un approvisionnement sûr en combustible. Le fait que les services des Maritimes répondent généralement aux normes et critères de fiabilité établis par le NPCC, jumelé à la position stratégique du Nouveau-Brunswick entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre, peut offrir des perspectives d'exportations combinées Québec-Maritimes plus fiables et de valeur supérieure à la Nouvelle-Angleterre.

- Même si Terre-Neuve n'a pas été incluse explicitement dans de la région n° 5, elle pourrait avoir accès au marché des Maritimes si elle pouvait acheminer son électricité en transit par le Québec. Dans un tel scénario, la marge de négociation entre Terre-Neuve et les Maritimes se comparerait à celles qui existe entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Angleterre (voir la région n° 4). Cette similarité repose sur l'hypothèse selon laquelle la formule d'approvisionnement de rechange privilégiée tant par la Nouvelle-Angleterre que par les provinces maritimes est la production des centrales au charbon offrant des coûts d'approvisionnement semblables.

6.3 Évaluation des avantages associés aux possibilités de coopération et d'aménagement à l'échelle régionale

Dans la section 6.2, nous avons analysé, sur le plan qualitatif, les possibilités de collaboration et d'aménagement qui peuvent exister parmi les services d'électricité dans les régions interconnectées d'Amérique du Nord. Il existe plusieurs formes d'occasion, mais d'après l'évaluation faite, nous comptons cinq grandes catégories d'accords de nature qui pourraient contribuer à accroître le commerce entre les services d'électricité :

- partage des réserves de production entre les réseaux;
- échanges de diversité saisonnière garantie entre les réseaux à pointe hivernale du Canada et les réseaux à pointe estivale des États-Unis;
- exportations estivales garanties par les réseaux canadiens;
- avantages associés à de nouvelles interconnexions entre les réseaux;
- commerce garanti à long terme (p. ex. option construction ou achat).

D'après les observations faites à la section 6.2, nous avons pour objectif, dans la présente section, d'évaluer les avantages nets potentiels que pourraient procurer les échanges commerciaux mentionnés ci-dessus.

Pour réaliser cette évaluation, nous nous sommes servi de modèles économiques simples et d'hypothèses simplifiées afin de calculer l'ampleur et la portée des avantages susceptibles de découler des transactions entre les services interconnectés dans chaque région. Les résultats de cette analyse ont simplement pour objet de fournir une approximation des avantages qu'une collaboration interprovinciale accrue pourrait procurer. Nous devons également souligner que les possibilités et les avantages connexes décrits dans cette section ne sauraient englober la gamme complète des occasions susceptibles d'être exploitées.

Dans les paragraphes suivants, nous décrivons en détail les accords qui pourraient découler d'une collaboration accrue et de l'élaboration de projets d'aménagement conjoints et qui sont classés dans les cinq catégories mentionnées ci-dessus.

6.3.1 Partage des réserves de production

Les interconnexions entre les réseaux permettent aux services d'électricité de partager les réserves de production qui doivent être installées pour fournir aux consommateurs un approvisionnement fiable et sûr en électricité. Par conséquent, le total des réserves qui auraient été nécessaires est moindre, procurant ainsi des avantages économiques tangibles aux deux parties.

La plupart des services canadiens interconnectés ont des conventions qui leur permettraient de partager les réserves de production. Comme ces types d'avantages sont déjà réalisés et continueront de l'être, nous avons jugé inutile d'examiner ces questions plus à fond, sauf celles qui sont analysées à la section portant sur les avantages associés aux nouvelles interconnexions.

6.3.2 Échanges de diversité saisonnière et ventes estivales

Comme les services d'électricité du Canada possèdent des réseaux à pointe hivernale, ils disposent d'une capacité excédentaire en été contrairement aux réseaux des États-Unis. Les deux pays

peuvent donc procéder à des échanges de diversité saisonnière estivale-hivernale et, dans les cas où les services canadiens ne peuvent ou ne prévoient compter sur une capacité et une énergie de retour en hiver, ils peuvent recourir aux ventes estivales.

Nous devons souligner que pour réaliser des ventes estivales garanties à long terme, il faut que le vendeur dispose non seulement d'une capacité estivale excédentaire assurée mais également de l'énergie annuelle assurée excédant ses propres besoins intérieurs et les autres engagements fermes pour soutenir ces transactions. En général, les réseaux à prédominance thermique et riches en énergie ont plus d'occasions de conclure ce genre de ventes que les réseaux à prédominance hydraulique. Comme l'énergie dont disposent les réseaux hydrauliques dépend des précipitations, ces réseaux peuvent souffrir d'une pénurie d'énergie. Ils peuvent toujours conclure des ventes estivales garanties mais celles-ci sont généralement négociées pour une période d'un an seulement, suivant la disponibilité d'énergie hydraulique excédentaire.

Nous pouvons calculer les avantages nets découlant des échanges de diversité saisonnière en établissant l'écart entre les dépenses en capital reportées pour la construction des installations de production et le coût des installations de transport nécessaires pour effectuer les échanges.

Aux fins de la présente analyse, les avantages bruts associés aux ventes estivales à long terme sont les économies découlant du remplacement de l'énergie ainsi que du report de l'installation de capacité sur le réseau de l'acheteur. Le coût total comprend les coûts de production du vendeur plus le coût des installations de transport nécessaires pour le commerce.

6.3.3 Nouvelles interconnexions

Quand des interconnexions nouvelles ou supplémentaires entre les services d'électricité sont mises en service, les services raccordés peuvent réaliser des avantages potentiels appréciables. Parmi ces avantages, nous comptons les marges de réserves de production ainsi que des possibilités de commerce d'énergie d'économie et d'emmagasinage de l'énergie.

Des interconnexions additionnelles offrent aux services d'électricité des occasions de réduire davantage la quantité totale des réserves qui seraient nécessaires pour fournir un service fiable.

Comme nous l'avons souligné ci-dessus, ces réductions procurent des avantages économiques tangibles aux parties interconnectées.

Le commerce de l'énergie d'économie à court terme permet aux services raccordés d'avoir accès à une production meilleur marché que celle qui est fournie actuellement sur leurs propres réseaux. L'économie d'énergie provenant du réseau fournisseur sert à remplacer l'énergie qui, autrement, aurait été produite par le réseau récepteur, mais à un coût marginal supérieur. Les deux parties tirent donc des avantages économiques de cette forme de collaboration.

L'emmagasinage de l'énergie permet à un réseau à prédominance hydraulique de stocker la production hors-pointe bon marché provenant d'un réseau à prédominance thermique, pendant les heures creuses de la journée. L'énergie emmagasinée est retournée plus tard au réseau thermique pendant les heures de pointe quand le coût marginal de production est élevé.

6.3.4 Commerce garanti à long terme

Pour être en mesure de répondre à la croissance prévue de la demande à la consommation, les services d'électricité peuvent soit construire de nouvelles centrales soit acheter de l'électricité auprès d'autres services. Les avantages nets représentent l'écart entre les coûts de production de l'acheteur et du vendeur et le coût des installations de transport nécessaires pour effectuer les transactions.

6.3.5 Sommaire des bénéfices estimés

Au tableau 6.1, nous présentons un résumé, par région, des accords de collaboration qui pourraient être conclus entre les réseaux interconnectés canadiens ainsi qu'entre les réseaux canadiens et américains. Nous indiquons également les avantages nets qui pourraient être réalisés si ces occasions étaient exploitées. En dernier lieu, nous faisons état des possibilités qui ont déjà été exploitées afin de fournir une indication de l'ampleur relative des occasions qui s'offrent encore.

Exception faite de la portion de la puissance de Gull Island et de Muskrat Falls qui serait utilisée en vertu d'un contrat pour une période de 60 ans pour reporter la production d'électricité au

TABLEAU 6.1

Résumé des avantages potentiels nets, par région, associées à la collaboration et aux projets d'aménagement

Toutes les données sont exprimées en dollars de l'an 2000, selon un taux d'actualisation réel de 6 %

Région	Genre de commerce	Réseaux	Caractéristiques	Total des échanges MW	Bénéfices net potentiels (milliards $)	Commerce déjà existant
Nº 1 C.-B./Alb./ Californie	Partage des réserves de production	C.B.-Alberta	Capacité d'interconnexion 600 à 800 MW			oui
	Échanges de diversité saisonnière	C.B./Alb. avec Californie	Pointe hivernale Pointe estivale pour 30 ans	500	1,5 $	
	Ventes estivales	C.B./Alb. à Californie	Vente estivale 6 mois/an - 30 ans f.c. saisonnier de 80%	1 000	2,7 $	
	Ventes garanties à long terme	C.B./Alb. à Californie	Vente 30 ans - f.c. de 80%	1 000	2,8 $	
Nº 2 Sask/Man Centre-Ouest des États-Unis	Échanges de diversité saisonnière	Sask/Man. avec Centre-Ouest des États-Unis	Pointe hivernale Pointe estivale pour 30 ans	850	5,5 $	500 MW entre Man. & MAPP et 100 MW entre Sask. et Basin Electric
	Ventes garanties à long terme	Manitoba à North States Power				Exp. à North.States Power de 500 MW de la centrale Limestone au Manitoba
Nº 3 MAN/ONT Qc/NY/ ECAR	Partage des réserves de production	Ont-Qc Ont-ECAR Ont-NY Qc-NY	200 à 1 450 MW 1 000 à 2 500 MW 3 200 MW 1 400 MW			oui
	Échanges de diversité saisonnière	Ontario avec ECAR Québec avec New York	Pointe hivernale Pointe estivale Pointe hivernale Pointe estivale	500 1 400	3,2 $ 10,5 $	800 MW entre Que. et NYPA
	Ventes estivales	Ont à ECAR	Vente 6 mois par année - 30 ans f.c. de 80%	1 000	2,7 $	
	Ventes garanties à long terme	Manitoba à Ontario				Vente à Ont.de 1 000 MW de Conawapa au Manitoba
		Ontario à ECAR	Vente à long terme - 30 ans	1 000	1,5 à 3,2 $	
		Quebec à NY	Vente à long terme - 30 ans	1 000	2,2 à 4,0 $	Québec a négocié l'exp. de 500 MW à Vermont

TABLEAU 6.1 (suite)
Résumé des avantages potentiels nets, par région, associées à la collaboration et aux projets d'aménagement
Toutes les données sont exprimées en dollars de l'an 2000, selon un taux d'actualisation réel de 6 %

Région	Genre de commerce	Réseaux	Caractéristiques	Total des échanges MW	Bénéfices net potentiels (milliards $)	Commerce déjà existant
Nº 4 Ont/Qc/ Terre-Neuve/ NY/N.-A.	Nouvelle interconnexion	Ont - Qc	Partage des rés. Énergie d'éc. Emmagasinage	200 MW 3 000 GWh 450 GWh	0,6 $	
	Mise en valeur de Gull Island et Muskrat Falls au Labrador	Terre-Neuve Total	Suppléer à la production thermique et reporter la construction de centrales	800 MW 150 MW (rappel) 950 MW	4,5 $	
		Québec	Reporter la construction de centrales hydro-électriques	1 000 à 2 200 MW	1,5 à 3,3 $	
		N.-B. et N.-É.	Reporter la construction de centrales au charbon au N.-B. et en N.-É.	0 à 750 MW	0 à 2,1 $	
		Nouvelle-Angleterre	Reporter la construction de centrales au charbon ou au gaz	0 à 1 200 MW	0 à 7,2 $	
		AVANTAGE TOTAL :			7,8 à 13,2 $	
	Ventes garanties à long terme	Terre-Neuve à Québec				Vente de Terre-Neuve au Québec de 5 200 MW de Churchill Falls
Nº 5 Qc/N.-B./ I.-P.-É./N.-É./ N.-A.	Partage des réserves de production	Qc - N.-B. N.-B.- Î.-P.-É N.-B. - N.-É. N.-B. - N.-A.	730 - 930 MW 40 - 140 MW 400 MW 30 - 1 000 MW			Oui, par le Maritime Power Pool
	Échanges de diversité saisonnière	N.-B. N.-A.	Pointe hivernale Pointe estivale 30 ans	150	1,1 $	
	Ventes estivales	N.-B. à N.-A.	Vente de 30 ans f.c. saisonnier de 80 %	250	1,0 $	
	Ventes garanties à long terme	N.-B. - Î.-P.-É	Vente de 30 ans f.c. saisonnier de 80 %	50	0,4 $	Vente du N.-B. à I.-P.-É incluant 50 MW et 20 MW de Lepreau nº1
		N.-B. - Qc				Vente du N.-B. au Qc de 400 MW
		Vente combinée N.-B./N.-É à N.-A.	Constr. du groupe nº 2 de Pointe Lepreau et d'une centrale au charbon en N.-É. pour reporter la production au gaz naturel en N.-A.	600 600 1 200	2,3 $	Exp. gar. du N.-B. à N.-A. d'un max. de 230 MW provenant du groupe nº1 de la centrale nucléaire Pointe Lepreau

Québec, la période contractuelle pour toutes transactions coopératives futures a été présuméa à 30 ans.

Voici quelques observations ressortant de l'examen du tableau 6.1 :

- Même si les services américains du Nord-Ouest en bordure du Pacifique et de la Californie profitent pleinement des échanges de diversité saisonnière et/ou des ventes d'été entre eux, les réseaux combinés de la Colombie-Britannique et de l'Alberta et la Californie peuvent encore conclure des accords visant des échanges de diversité saisonnière estivale-hivernale (500 MW) et des ventes estivales (1 000 MW). Les avantages potentiels nets ont été estimés à 1,5 et 2,7 millard de dollars respectivement. Pour réaliser ces projets, les services devront avoir accès au réseau de transport de BPA.

- Il existe aussi des possibilités de ventes garanties de blocs importants d'électricité à long terme, à la Californie. Par exemple, un projet d'aménagement conjoint Colombie-Britannique/Alberta de 1 000 MW procurerait à toutes les parties intéressées des avantages nets estimés à 2,8 milliards de dollars.

- La Saskatchewan et le Manitoba peuvent faire des échanges de diversité saisonnière estivale-hivernale d'environ 850 MW avec les services d'électricité du Centre-Ouest des États-Unis, et les avantages nets de ces échanges ont été établis à 5,5 milliards de dollars. Cependant, nous devons souligner qu'actuellement, la Saskatchewan et le Manitoba sont liés par des contrats de diversité saisonnière avec des services américains pour un total de 400 MW (100 MW pour la Saskatchewan et 300 MW pour le Manitoba). En outre, le Manitoba a conclu d'autres contrats de diversité avec Northern States Power et la United Power Association ce qui augmentera son total à 500 MW. Ces contrats exploiteront une majeure partie du potentiel d'échange de diversité qui existe dans cette région même si le Manitoba peut obtenir de petits blocs additionnels d'énergie et de capacité certaines années.

- Le potentiel d'échange de diversité saisonnière entre le Québec et l'État de New York a été estimé à 1 400 MW, et les avantages nets correspondants se chiffrent à environ

10,5 milliards de dollars. Nous devons souligner que le Québec est lié à NYPA par un contrat de diversité de 800 MW et qu'une grande partie du potentiel indiqué a déjà été exploité.

- L'Ontario n'a pas adopté de politique visant à encourager les exportations d'électricité et, à l'automne de 1990, elle a suspendu la construction de nouvelles centrales nucléaires. Il est donc impossible de construire de nouvelles centrales nucléaires uniquement à des fins d'exportation. Néanmoins, d'après notre analyse, l'exportation de puissance nucléaire garantie à long terme à l'ECAR ou à l'État de New York procurerait des avantages importants pour les parties en cause. En effet, l'exportation de 1 000 MW procurerait des avantages nets de 1,5 à 3,2 milliards de dollars selon que ces exportations reporteraient la production thermique au charbon ou la production au gaz naturel aux États-Unis.

- Le Québec n'a pas de politique visant à encourager les exportations d'électricité. La vente à long terme de 1 000 MW procurerait des avantages nets s'échelonnant de 2,2 à 4,0 milliards de dollars. Jusqu'ici, le Québec a conclu un contrat garanti de 500 MW avec Vermont Joint Owners, mais le contrat visant l'exportation de 1 000 MW à New York a été annulé.

- Le Manitoba et l'Ontario ont négocié un contrat d'achat et de vente de 1000 MW de capacité garantie qui nécessiterait la construction de la centrale hydro-électrique de Conawapa au Manitoba.

- L'Ontario et les services d'électricité de l'ECAR peuvent procéder à des échanges de diversité saisonnière et à des ventes estivales n'excédant pas 2 500 MW et 5 000 MW respectivement. La production de l'Ontario provient surtout de centrales au charbon et, vu les critères rigoureux établis dans cette province concernant les émissions de gaz acides, il se peut que ces possibilités ne soient pas pleinement exploitées. En outre, l'ECAR est formée de plusieurs services interconnectés, et les projets d'échange de diversité saisonnière peuvent être difficiles à réaliser. De plus, l'entretien programmé des grandes centrales en été peut aussi faire obstacle à ces projets. Enfin, même si des installations de transport étaient aménagées à l'appui de ces transactions, les débits des

boucles et les goulots d'étranglement des autres réseaux de transport pourraient restreindre ces activités. Par conséquent, on prévoit des échanges de diversité saisonnière et des ventes estivales de 500 MW et de 1 000 MW respectivement et des avantages nets correspondants de 3,2 milliards et de 2,7 milliards de dollars respectivement. Ces types de transaction ne peuvent pas avoir lieu simultanément. Donc les avantages de celles-ci ne sont pas cumulatifs.

- D'après les estimations, une nouvelle interconnexion CCHT de 1 000 MW entre le Québec et l'Ontario devrait procurer des avantages nets de 0,6 milliard de dollars découlant de la réduction potentielle des besoins en réserves de production ainsi que des possibilités de commerce d'énergie d'économie et d'emmagasinage d'énergie.

- Gull Island et Muskrat Falls semblent compter parmi les projets d'aménagement les moins coûteux au Canada. L'exploitation accélérée de ces installations fournirait à Terre-Neuve une capacité de charge de base de 950 MW incluant la puissance de rappel de 150 MW de Churchill Falls et elle garantirait au Québec et à la Nouvelle-Angleterre des achats respectifs de 1 000 MW et de 1 200 MW à long terme. Ce plan d'aménagement pourrait procurer des avantages nets totalisant 13,2 milliards de dollars.

- Il existe un autre scénario d'aménagement pour Gull Island et Muskrat Falls dans le cadre duquel la capacité excédant les besoins de Terre-Neuve est achetée par le Québec, générant ainsi des avantages nets estimés à 7,8 milliards de dollars. Dans un troisième scénario, le Québec achète seulement 1 450 MW et les autres 750 MW sont achetés par le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse pour reporter la production des centrales au charbon. Dans ce dernier cas, les avantages s'établissent à 8,8 milliards de dollars. Dans le cadre de ces deux derniers scénarios, seul le Canada profite de toutes les retombées.

- Le Nouveau-Brunswick et les services d'électricité de la Nouvelle-Angleterre pourraient procéder à des échanges de diversité saisonnière de 150 MW et à des ventes estivales de 250 MW et bénéficier d'avantages nets de l'ordre de 1 milliard de dollars dans chaque cas. Cependant, comme les pointes de consommation d'été et d'hiver de la Nouvelle-Angleterre sont comparables, il n'est pas certain que ces avantages puissent être réalisés.

- Les ventes garanties à long terme de 50 MW par le Nouveau-Brunswick à l'Île-du-Prince-Édouard pourraient procurer des avantages nets de 0,4 milliard de dollars.

- La Nouvelle-Angleterre a besoin d'environ 600 MW de capacité nouvelle chaque année pour répondre à la croissance prévue de la demande d'électricité. Le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse pourraient ensemble lui exporter à long terme et en service garanti environ 1 200 MW provenant de centrales au charbon, ce qui leur procurerait des avantages nets d'environ 2,3 milliards de dollars. Cependant, ces marchés peuvent être difficiles à conclure en raison des facteurs utilisés par la Nouvelle-Angleterre pour l'évaluation des projets. Les facteurs externes liés aux émissions font du gaz naturel le combustible privilégié et peuvent l'emporter sur les avantages liés aux achats possibles mentionnés du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse. À ce jour, le Nouveau-Brunswick a négocié l'exportation garantie aux services d'électricité de la Nouvelle-Angleterre d'un maximum de 230 MW provenant du groupe de la centrale de la Pointe Lepreau.

Le tableau 6.2 résume par type les bénéfices additionnels à long terme qui semblent être disponibles par une collaboration accrue, à partir de l'an 2000, entre les services d'électricité interconnectés. Le résumé ignore le reste des bénéfices qui pourraient encore être réalisés à partir d'échanges de diversité saisonnière entre le Manitoba et le Centre-Ouest des États-Unis, et entre le Québec et New York. Ces bénéfices seront réalisés en faisant suite aux efforts coopératif actuels. Les bénéfices nets à long terme présentés dans le tableau totalisent de 29 milliards à 38 milliards de dollars. Ceux-ci devraient être seulement regardés à titre approximatif des bénéfices nets disponibles à portion d'une collaboration accrue des services interconnectés.

Exception faite de l'estimé inférieur des bénéfices résultant du développement du projet hydro électrique Lower Churchill au Labrador et le rout relativement mineur d'une nouvelle interconnexion entre l'Ontario et le Québec, les bénéfices d'une collaboration additionnelle tels qu'estimés ici, peuvent être atteint par l'entremise d'un commerce international supplémentaire plutôt que par le commerce interprovincial.

TABLEAU 6.2

Sommaire par type des bénéfices nets à long terme[1]

(Toutes les valeurs en $ de l'an 2000 et calcutées en utlisant un taux d'escompte réel de 6 pour-cent).

TYPE	CAPACITÉ MW	BÉNÉFICE NET $ MILLIARDS
ÉCHANGE DIVERSITÉ SAISONNIÈRE		
- C.-B. Alberta-Californie	500	1.5
- Ontario-ECAR	500	3.2
- N.-B/Nouveau-Angleterre	150	1.1
		5.8 [2]
VENTES ESTIVALES		
- C.-B Alberta à la Californie	1000	2.7
- Ontario à ECAR		1000 2.7
- N.B. à la Nouvelle-Angleterre	250	1.0
		6.4 [2]
NOUVELLES INTERCONNEXIONS		
- Ontario-Québec		0.6
VENTES GARANTIES		
- C.-B./Alberta à la Californie	1000	2.8
- Ontario à ECAR		1000 1.5 à 3.2
- Québec à New York	1000	2.2 à 4.0
- Dév. de Lower Churchill	2200	7.8 à 13.2
- Maritimes à la Nouvelle-Angleterre	1200	2.3
Totaux		16.6 à 25.5
BÉNÉFICES NETS TOTAUX À LONG TERME		23.6 à 32.5

---

[1] Les estimés présentées ici ont été effectuées utilisant des modèles d'ingénierie simples et des hypothèses simplifiées. Donc elles doivent être vues à titre approximatif des bénéfices potentiels à long terme qui pourrient être atteint par l'entremise d'une collaboration accrue des services interconnectés.

[2] Les échanges de diversité saisonnière et les ventes estivales sont mutuellement exclusives et alors, les bénéfices nets estimès à partir de ceux-ci ne sont pas additifs.

6.4 Autres exemples d'avantages potentiels liés aux accords de collaboration

6.4.1 Réponses au questionnaire de l'Office

Comme nous l'avons expliqué en détail au chapitre 5, l'information fournie par les parties intéressées, plus particulièrement les services d'électricité, fait état des avantages actuels et éventuels d'ordre financier et autres associés à la collaboration entre les services d'électricité. Ces avantages potentiels sont suffisamment appréciables pour justifier des études plus poussées et des négociations entre les services visés.

6.4.2 B.C. Hydro/Alberta étude sur al coordination

En mars 1989, un rapport a été publié sur l'étude citée en rubrique. L'étude en question portait sur les quatre options de collaboration accrue décrites ci-dessous :

Option 1 - Exploitation concertée.

Option 2 - Exploitation et construction concertées; maintien de l'ordre prévu des nouveaux projets pour chaque réseau et report maximal selon les besoins combinés des réseaux.

Option 3 - Exploitation et construction concertées. Les turbines de combustion de l'Alberta sont remplacées par la capacité de B.C. Hydro.

Option 4 - Exploitation et construction concertées. La production des centrales au charbon de l'Alberta répond aux besoins en énergie des deux réseaux et la capacité hydraulique de pointe de la Colombie-Britannique répond à la demande de pointe des deux réseaux.

Les économies estimatives s'échelonnent de 600 millions pour l'option 1 à 1,2 milliard de dollars pour l'option 4, en dollars de 1988, pour la période de 1990 à 2010. Ces économies ne tiennent pas compte des frais de transport.

D'après une estimation subséquente incluant les frais de transport, les économies moyennes s'établissent à 400 millions de dollars (dollars de 1989) pour la période de 1990 à 2010.

6.4.3 Collaboration entre les services d'électricité de l'Ouest

Dans un rapport présenté en mai 1990 aux premiers ministres de l'Ouest (Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan et Alberta), le groupe de travail sur la collaboration entre les services d'électricité de l'Ouest donnait un aperçu des avantages pouvant découler de la coordination des services d'électricité, y compris les avantages courants et ceux qui avaient été évalués à la faveur d'études antérieures. Parmi ces avantages, on comptait les suivants : synergie hydraulique-thermique, partage des réserves, diversité de charge et répartition économique. Il y avait aussi la planification concertée des nouvelles installations et l'élaboration de projets conjoints visant à répondre aux besoins des réseaux coordonnés.

6.4.4 Société de l'énergie des Maritimes

Dans une étude de faisabilité publiée en juillet 1977 par les trois services d'électricité des Maritimes, le ministère de l'Industrie et du Commerce de l'Île-du-Prince-Édouard et le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources, on estimait que les économies liées à l'expansion et à l'exploitation intégrées des services d'électricité des Maritimes se situeraient entre 100 à 500 millions de dollars, ce qui représentait de 2 à 10 pour-cent environ du coût total sur la période de 15 ans faisant l'objet de l'étude.

Actuellement, les services d'électricité des Maritimes mènent une nouvelle étude sur les économies pouvant découler d'une planification conjointe.

6.5 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons démontré que les avantages susceptibles de découler d'une collaboration accrue entre les services d'électricité sont assez appréciables pour justifier la poursuite des efforts déployés par les services d'électricité du Canada et par les gouvernements fédéral et provinciaux pour aider à la réalisation de ces avantages. Cependant, il doit être reconnu

que la grosse part des bénéfices disponibles à partir d'une collaboration accrue entre les services d'électricité sera le résultat du commerce entre le Canada et les États-Unis.

7. MESURES DESTINÉES À ACCROITRE LA COLLABORATION

7. MESURES DESTINÉES À ACCROÎTRE LA COLLABORATION

7.1 Introduction

Le présent chapitre expose en premier lieu les pouvoirs des gouvernements fédéral et provinciaux définis dans la Loi constitutionnelle en ce qui a trait à la mise en valeur et à la gestion des ressources naturelles, et en matière de production, de transport et de distribution d'électricité. En deuxième lieu, le chapitre réunit les conclusions et les enseignements des chapitres précédents et propose un ensemble de principes à observer pour que la collaboration entre services d'électricité fonctionne et progresse. Enfin, le chapitre décrit un éventail d'options de politiques visant à encourager la collaboration entre les services d'électricité, ainsi que des mesures que les services d'électricité et les deux paliers de gouvernement pourraient prendre pour stimuler cette collaboration.

7.2 Pouvoirs fédéraux et provinciaux

La présente partie expose les pouvoirs des provinces et ceux du gouvernement fédéral dans les domaines liés à la gestion des ressources et à la production, au transport et à la distribution de l'électricité.

7.2.1 Pouvoirs provinciaux

En vertu de la Loi constitutionnelle de 1867, les pouvoirs législatifs en matière de production, de transport et de distribution de l'électricité sont dévolus presque exclusivement aux provinces. L'article 109 de la Loi confère aux provinces la propriété de la plupart des ressources énergétiques et, en outre, l'alinéa 92A.(1)c) donne à chaque province la compétence en matière «d'aménagement, de conservation et de gestion des emplacements et des installations de la province destinés à la production d'énergie électrique». En vertu du paragraphe 92(10), les provinces ont compétence sur les réseaux de transport d'électricité intraprovinciaux. En vertu de l'article 92A, qui a été promulgué en 1982, les provinces ont également compétence pour légiférer dans le domaine des ventes interprovinciales d'électricité, sous réserve de ne pas adopter de lois allant à l'encontre des lois fédérales ni des lois autorisant ou prévoyant des disparités de prix ou des disparités dans les exportations destinées à une autre partie du Canada.

Comme le service de l'électricité est considéré en général comme une condition préalable au développement économique, l'expansion de ce service et l'aménagement de nouvelles installations de production et de transport ont constitué des volets importants des politiques provinciales de développement économique et social. Étant donné ces objectifs et la position monopolistique naturelle des services d'électricité, la plupart des provinces ont décidé à un moment donné de créer des services d'électricité provinciaux qui avaient pour mandat d'assurer un approvisionnement fiable en puissance électrique aux résidants de la province, au moindre coût. Aujourd'hui, toutes les provinces, à l'exception de l'Alberta et de l'Île-du-Prince-Édouard, sont desservies principalement par des services publics provinciaux. Cependant, le service public provincial de la Nouvelle-Écosse est en voie d'être privatisé.

Les gouvernements provinciaux exercent, dans deux domaines, un contrôle sur les activités de l'industrie de l'électricité. Le premier domaine de compétence provinciale est la tarification de l'électricité distribuée aux consommateurs de la province. Même si certains services provinciaux ont le mandat de fixer les prix, la plupart des provinces ont établi des commissions provinciales chargées d'examiner et, dans la plupart des cas, d'approuver les tarifs d'électricité. En général, ces commissions sont chargées d'examiner les incidences possibles, sur les tarifs, des engagements garantis pris à long terme envers les marchés d'exportation. Le gouvernement fédéral ne participe d'aucune façon à la tarification provinciale.

Le deuxième domaine de compétence provinciale est le développement de l'industrie de l'électricité, dans les limites de la province, afin de répondre aux charges internes et de satisfaire aux engagements interprovinciaux et internationaux. La construction de nouvelles centrales et de réseaux de transport, les questions d'ordre environnemental et les servitudes doivent faire l'objet d'approbations réglementaires dans toutes les provinces même si le degré de contrôle varie d'une province à l'autre.

7.2.1.1 Réglementation provinciale des services d'électricité

La réglementation adoptée par chaque province dans ces deux domaines de compétence est décrite brièvement ci-après.

Terre-Neuve

La Newfoundland Light & Power Company ("NLPC") et la Newfoundland and Labrador Hydro ("NLH") sont régies par la Newfoundland Board of Commissioners of Public Utilities (Commission des services publics de Terre-Neuve). La Commission réglemente en tous points les tarifs et les politiques de la NLPC, y compris la construction des nouvelles installations. Depuis 1977, elle est également habilitée par la Electric Power Control Act à réviser les tarifs pratiqués par la NLH dans le secteur résidentiel. Elle fait aussi des recommandations au Cabinet terre-neuvien qui est l'autorité ultime en matière de tarifs d'électricité.

C'est également le Cabinet qui est l'autorité ultime en ce qui a trait au programme de dépenses d'immobilisations de la NLH. Les projets de construction d'installations nouvelles présentés par la NLH doivent être approuvés par le Cabinet avant la mise en chantier. La NLPC doit obtenir l'autorisation de la Commission des services publics de la province avant de procéder à l'aménagement de nouvelles installations.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited est régie par la Public Utilities Commission (Commission des services publics) de l'Île-du-Prince-Édouard en vertu des dispositions de la Electric Power and Telephone Act. Cette commission décide des tarifs d'électricité et évalue tous les projets de construction d'installations de production et de transport dans la province. Si elle juge qu'un projet peut avoir des effets néfastes sur l'environnement, elle amorce un processus officiel d'évaluation et d'examen en matière d'environnement.

Nouvelle-Écosse

Depuis 1976, la Nova Scotia Board of Commissioners of Public Utilities (Commission des entreprises de service public de la Nouvelle-Écosse), conformément à la Public Utilities Act provinciale, a pleins pouvoirs décisionnels sur les tarifs et les politiques des services d'électricité.

Les pouvoirs de la Commission s'étendent à la construction des installations nouvelles, et les services d'électricité sont tenus de lui présenter directement leurs projets d'installations de production ou de transport. Dans le cadre du processus d'examen, la Commission tient des

audiences publiques durant lesquelles le service requérant présente son projet, en indique le coût et propose des solutions de rechange. Les citoyens peuvent intervenir directement pendant une audience. Les commissaires décident en dernier ressort des nouvelles installations.

Nouveau-Brunswick

En qualité de société d'État, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) répond au gouvernement provincial par l'intermédiaire de son président, qui est membre du Cabinet provincial. Les affaires de la société sont administrées par un conseil d'administration comptant onze membres dont un membre d'office, le président.

Les modifications des frais, des tarifs et des droits facturés par Énergie NB doivent être approuvées par la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick en vertu de la Loi sur les entreprises de service public. La Commission n'a pas compétence pour réglementer les affaires d'Énergie NB ni pour recommander ou approuver ses emprunts, ses projets de construction, d'entretien ou de ré-aménagement d'installations nouvelles ou en place, ou encore les contrats de vente ou d'achat d'électricité auprès de services interconnectés de l'extérieur de la province.

En vertu de la Loi sur l'assainissement de l'environnement du Nouveau-Brunswick, tout projet de construction d'installations doit faire l'objet d'une évaluation des incidences environnementales.

Québec

Au Québec, le Comité de l'économie et de l'emploi de l'Assemblée nationale examine le plan d'expansion à long terme d'Hydro-Québec, qui comprend tout projet de modification des tarifs. Le Comité fait ensuite une recommandation au ministre de l'Énergie et des Ressources qui, à son tour, fait une recommandation au Cabinet. Hydro-Québec ne peut donc majorer ses tarifs qu'avec l'aval du Cabinet.

Pour pouvoir aménager de nouvelles installations, Hydro-Québec doit obtenir un décret du gouvernement provincial, et ce décret n'est émis que lorsque les plans de construction ont été approuvés par le ministère de l'Environnement et le ministère de l'Énergie et des Ressources. D'autres ministères et organismes sont également consultés.

Ontario

Ontario Hydro est une société d'État provinciale qui rend compte au gouvernement par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. La gestion de la société relève de la direction et du contrôle de son conseil d'administration. Les propositions de modification des tarifs sont acheminées à la Commission de l'énergie de l'Ontario, par l'entremise du ministre de l'Énergie, et elles sont examinées dans le cadre d'audiences publiques. Cependant, c'est le conseil d'administration de la société qui est autorisé à établir les tarifs de celle-ci et il peut accepter ou rejeter les recommandations de la Commission.

Le programme d'agrandissement des installations de production et de transport d'Ontario Hydro est régi par la Commission d'enquête conjointe provinciale qui est composée des membres de la Commission des évaluations environnementales et de la Commission des affaires municipales de l'Ontario. La Commission d'enquête conjointe fait une recommandation au gouvernement provincial et l'autorisation ultime est donnée sous forme de décret.

Manitoba

En vertu de la Loi manitobaine de 1988 sur l'examen pubiic des activités des corporations de la Couronne et de l'obligation redditionnelle de celles-ci, les propositions de modification des tarifs intérieurs d'Hydro-Manitoba doivent être examinées par la Commission des services publics du Manitoba qui procède à un examen public et approuve ou rejette les propositions.

En vertu de la Loi manitobaine sur l'environnement de 1988, le gouvernement provincial doit également approuver les grands projets de construction. Les demandes sont acheminées au ministre de l'Environnement et font l'objet d'une évaluation environnementale complète.

Saskatchewan

La Saskatchewan Power Corporation (SaskPower) est administrée par un conseil d'administration dont les membres sont nommés par le gouvernement et qui est chargé de la gestion et de l'exploitation de cette société de la Couronne. Les propositions de majoration des tarifs et les

projets de construction d'installations de production ou de transport doivent être approuvés par le conseil d'administration. Le ministre responsable de SaskPower est membre du conseil.

Alberta

Les sociétés TransAlta Utilities Corporation et Alberta Power Limited sont régies par l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta ("OCREA") en ce qui a trait à l'aménagement des installations de production et de transport, à l'exploitation des mines de charbon et à la modification des territoires de service. Des permis sont délivrés aux centrales thermiques sous réserve de l'aval du lieutenant-gouverneur en conseil tandis que les barrages hydro-électriques doivent être approuvés par l'adoption d'un projet de loi par l'assemblée législative. Les tarifs de TransAlta et d'Alberta Power sont réglementés par l'Alberta Public Utilities Board (Commission des entreprises de service public de l'Alberta) en vertu des dispositions de la Public Utilities Board Act de 1980.

En qualité de service municipal, Edmonton Power relève du conseil municipal d'Edmonton. Ce dernier réglemente les tarifs et le financement du service tandis que l'OCREA est chargé de la réglementation des nouvelles installations de production et de transport.

Ces trois services d'électricité participent au programme de mise en commun des coûts de l'Agence albertaine de commercialisation de l'énergie électrique, laquelle a été créée en 1982 par le gouvernement provincial afin d'aider à niveler les coûts de l'électricité dans l'ensemble de l'Alberta. En vertu des lois visant cette agence, les coûts de production et de transport des services d'électricité sont réglementés par la Commission des entreprises de service public. Cette commission approuve également les prix de vente de l'électricité à l'Agence, laquelle groupe les coûts des services et revend la puissance à un prix moyen aux services d'électricité.

Colombie-Britannique

En Colombie-Britannique, les modifications des tarifs d'électricité doivent être approuvées par la British Columbia Utilities Commission (Commission des entreprises de service public de la Colombie-Britannique). Les grands projets de construction et de transport doivent être approuvés par le Cabinet provincial. Lorsqu'il reçoit une demande d'autorisation d'un grand projet, le gouvernement peut l'acheminer à la Commission. Celle-ci l'examine et recommande un plan

d'action. Les projets approuvés par le Cabinet font l'objet d'un certificat de projet énergétique délivré par la province.

Yukon

La Yukon Energy Corporation et la Yukon Electrical Company sont régies par la Yukon Utility Board (Commission des services publics du Yukon) en vertu de la Public Utilities Act de 1986. En vertu de cette loi, les deux sociétés doivent déposer leurs demandes de modification de tarifs ou de construction d'installations auprès de la Commission qui prend une décision après avoir étudié chaque demande.

Territoires du Nord-Ouest

La Northwest Territories Power Corporation et la Northland Utilities Enterprises Limited sont régies par la Northwest Utilities Act de 1989. En vertu de cette loi, elles doivent déposer leurs demandes auprès de la N.W.T. Public Utilities Board (Commission des entreprises de service public des T. N.-O.) pour être habilitées à modifier leurs tarifs ou à agrandir leurs installations. Lorsqu'elle reçoit une demande, la Commission tient une audience publique et rend une décision qui est irrévocable.

7.2.1.2 Réglementation de la production par des entreprises autres que les services provinciaux

La croissance de la production indépendante s'est faite parallèlement à la création de services provinciaux et privés dans les provinces afin de répondre aux besoins actuels et futurs en électricité. Cette croissance a été le fait principalement des industries utilisant les ressources, en raison de leurs besoins particuliers, des territoires de service uniques ou des droits obtenus des provinces. Ces outils leur ont permis d'aménager des installations pour répondre à leurs besoins en puissance électrique de façon plus économique qu'en achetant celle-ci auprès des services d'électricité.

Les centrales hydro-électriques qui appartiennent aux alumineries du Québec et de la Colombie-Britanniques et qui sont exploitées par celles-ci comptent de loin parmi les plus grandes centrales privées, suivies de celles des industries forestières où une partie importante de l'électricité est

produite à partir des déchets du bois et d'autres sous-produits des procédés de fabrication du papier. Nombre de ces industries, ainsi que celles du groupe des métaux et des mines, produisent de l'électricité pour répondre non seulement à leurs besoins mais aussi à ceux des collectivités voisines isolées. Ce phénomène a incité certains établissements industriels à séparer les services de production de leurs entreprises et à créer de petites compagnies d'électricité. À titre d'exemple, mentionnons MacLaren Power Co. et West Kootenay Power.

Au cours de la dernière décennie, on a constaté que les centrales privées étaient à nouveau intéressées à jouer un rôle plus important dans la satisfaction des besoins en électricité à venir des provinces. En fait, au cours de cette période, on a observé un changement sensible de perception chez les entrepreneurs privés, les gouvernements provinciaux et les services d'électricité, à savoir qu'on peut tirer des avantages très importants de projets diversifiés de moindre envergure et nécessitant moins de capitaux. L'essor actuel de la production indépendante ou privée s'explique par le fait qu'on estime que l'entreprise privée est mieux placée pour aménager et administrer des petites centrales que ne le sont les grandes compagnies de service public.

La plupart des gouvernements provinciaux ont maintenant adopté des politiques et des règlements pour faciliter l'aménagement d'installations privées. Nombre de ces politiques visent non seulement à encourager une plus grande participation du secteur privé, mais également à inciter les industries à utiliser leurs sous-produits ou des ressources déjà disponibles pour produire de l'électricité dans les cas où la chose est économiquement faisable.

7.2.1.3 Conclusions

À la lumière du paragraphe 7.2.1, on ne peut qu'affirmer que les administrations provinciales et territoriales réglementent leurs services d'électricité respectifs et exercent un contrôle sur la gestion des ressources. En outre, nombre de provinces ont adopté des politiques visant à promouvoir la production indépendante parce que, selon elles, les investisseurs privés peuvent contribuer pour beaucoup à répondre à une partie de la demande provinciale en électricité.

Le succès ou l'échec de la collaboration entre les services d'électricité dépend donc dans une très large mesure des politiques, directives ou mesures adoptées par les gouvernements provinciaux pour encourager et promouvoir cette collaboration. Comme la plupart des services canadiens d'électricité sont interconnectés tant à l'échelle internationale qu'à l'échelle interprovinciale, la

compétence provinciale dans la gestion des ressources s'étend au-delà des frontières provinciales et nationales, et chevauche de ce fait les domaines de compétence fédérale.

7.2.2 Pouvoirs fédéraux

En vertu de la Loi constitutionnelle, les pouvoirs fédéraux en matière d'électricité visent uniquement l'énergie nucléaire et le commerce international et interprovincial. Les articles 91.29 et 91.10 de la Loi confèrent au gouvernement fédéral le contrôle de l'énergie nucléaire et l'habilitent à adopter des règlements régissant les questions qui, selon le Parlement, sont dans l'avantage général du Canada. La responsabilité du gouvernement fédéral dans le domaine du commerce de l'électricité découle essentiellement de l'article 91.2 de la Loi, lequel confère à Ottawa des pouvoirs généraux en matière de commerce, et du paragraphe 91(10)(a), qui lui confère compétence sur les ouvrages et entreprises de nature extraprovinciale.

7.2.2.1 Législation fédérale

La législation spécifique édictée par le Parlement en ce qui a trait à l'électricité est décrite brièvement ci-après.

Loi sur le contrôle de l'énergie atomique

Immédiatement après la Seconde Guerre mondiale, le Canada a entamé un examen visant à déterminer les façons d'encourager l'utilisation de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques tout en empêchant qu'on l'utilise pour l'armement. C'est dans cette optique que le Parlement a adopté la Loi sur le contrôle de l'énergie atomique en 1946.

Cette Loi a conféré au gouvernement fédéral des pouvoirs de contrôle sur la production et sur les applications et usages de l'énergie nucléaire et a créé la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA). Les cinq membres de la Commission administrent et appliquent la Loi qui les habilite à réglementer les aspects de la santé, de la sécurité et de l'environnement liés à l'énergie nucléaire. La CCEA rend compte au Parlement par l'entremise du ministre compétent, qui est actuellement le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

La fonction principale de la Commission consiste à autoriser les installations nucléaires et les activités faisant appel à des substances ou à du matériel réglementés. Les installations nucléaires comprennent les réacteurs de puissance et de recherche, les mines et les raffineries d'uranium, les usines de combustible, les usines d'eau lourde, les installations de gestion des déchets nucléaires et les accélérateurs de particules. Parmi les substances réglementées, on compte l'uranium, le thorium, l'eau lourde et les radioisotopes. Les activités liées à ces substances qui peuvent faire l'objet de licences comprennent la production, le traitement, la vente, l'utilisation, l'importation et l'exportation. Avant de délivrer une licence, la CCEA s'assure que les normes pertinentes en matière de santé, de sûreté et de sécurité sont observées. Le contrôle de la CCEA s'étend également à la sécurité internationale des matières et de la technologie nucléaires. Par le biais du processus d'attribution de licences, elle s'assure que le matériel et les matières nucléaires sont exportés seulement si les obligations du Canada en vertu du Traité de non-prolifération des armes nucléaires sont respectées.

Loi sur l'Office national de l'énergie

L'Office national de l'Énergie ("ONE") est un tribunal fédéral qui a été créé en 1959 par une loi du Parlement. Ses pouvoirs et ses fonctions découlent de la Loi sur l'Office national de l'énergie. L'ONE a été mis sur pied surtout en raison des préoccupations que suscitaient l'accroissement du commerce interprovincial du gaz et des exportations d'énergie du Canada. En ce qui a trait aux exportations, le gouvernement de l'époque semblait surtout vouloir s'assurer que l'énergie exportée excédait les besoins des Canadiens et qu'elle n'était pas exportée à un prix inférieur à celui payé par les Canadiens. En outre, le gouvernement a reconnu les difficultés que présentait l'application de ces principes et il a chargé l'Office de faire respecter l'esprit de la Loi, selon son bon jugement.

La compétence de l'Office dans le domaine de l'électricité se limite à l'autorisation des exportations d'électricité, des lignes de transport internationales et des lignes interprovinciales désignées. L'Office n'a aucune compétence en matière d'importations d'électricité.

Le 6 septembre 1988, le gouvernement a fait connaître sa nouvelle politique en matière de réglementation des exportations d'électricité et des lignes de transport internationales. La Loi modifiant la Loi sur l'ONE visant la mise en vigueur de cette politique (projet de loi 23) a été proclamée le 1er juin 1990.

En vertu de la Loi modifiée, les exportations d'électricité et les lignes de transport internationales seront normalement autorisées par des permis délivrés sans la tenue d'une audience publique, à moins que le gouverneur en conseil n'assujettisse un projet d'exportation ou une ligne de transport internationale aux modalités établies en vue de la délivrance de licences ou de certificats. Pour déterminer s'il y a lieu de faire une recommandation au gouverneur en conseil, l'Office doit tenter d'éviter le dédoublement des mesures prises (au sujet d'une ligne internationale) par le demandeur et le gouvernement de la province exportatrice, ou de la province que la ligne franchira, et il doit tenir compte de tous les facteurs qu'il juge pertinents. Dans le cas d'un projet d'exportation, comme le prévoit l'alinéa 119.06(2)c) de la Loi, l'Office doit tenir compte, entre autres, des facteurs suivants :

(a) les conséquences de l'exportation sur les provinces autres que la province exportatrice;

(b) les conséquences de l'exportation sur l'environnement;

(c) le fait que le demandeur a donné ou non aux Canadiens intéressés la possibilité d'acheter l'électricité destinée à l'exportation à des conditions aussi favorables pour satisfaire leurs besoins; et

(d) tout autre facteur qui peut être prévu par règlement.

De même, dans le cas d'un projet de ligne de transport internationale, les facteurs examinés comprennent notamment :

(a) les conséquences de la ligne de transport sur les provinces qu'elle ne franchit pas;

(b) les répercussions environnementales de la construction ou de l'exploitation de la ligne;

(c) tout autre facteur qui peut être prévu par règlement.

La durée maximale d'une licence ou d'un permis d'exportation d'électricité est de 30 ans à partir de la date établie dans le document pertinent.

En dernier lieu, la Loi modifiée prévoit que le tracé détaillé des lignes internationales ainsi que l'acquisition des terres nécessaires seront régis par les lois provinciales à moins que le demandeur n'en décide autrement, auquel cas les modalités prévues à la Loi sur l'Office national de l'énergie prévalent.

7.2.2.2 Politiques fédérales

De pair avec les lois susmentionnées et pour protéger les intérêts du pays, le gouvernement a adopté au fil des ans des politiques pour encourager le développement de l'industrie de l'approvisionnement électrique, ce qu'il fait encore actuellement. Les grandes mesures politiques fédérales décrites ci-après comptent parmi ces initiatives.

Énoncé de politique nationale dans le domaine de l'énergie - 1963

En 1962, à la demande du gouvernement, l'ONE a mené des études sur la mise en valeur de la puissance hydro-électrique au Canada. En octobre 1963, le ministre de l'Industrie et du Commerce a annoncé la nouvelle politique nationale dans le domaine de l'énergie. L'énoncé de politique comprenait deux idées essentielles :

> «Premièrement, favoriser la mise en valeur de sources d'énergie considérables à bas prix et la répartition, sur une échelle aussi grande que possible, des avantages qui en découleront par voie d'interconnexion entre les réseaux d'énergie électrique au Canada; deuxièmement, favoriser l'exportation d'énergie électrique et l'interconnexion des réseaux canadiens et américains, là où ces mesures peuvent hâter la mise en valeur des ressources canadiennes».

Un peu plus loin, le Ministre poursuivait en ces termes :

> «Le gouvernement croit également qu'il serait dans l'intérêt du pays, dans certains cas, de permettre l'exportation de grandes quantités déterminées de puissance garantie vers les entreprises de service public des États-Unis, afin de rendre possibles d'importants aménagements hydro-électriques ou autres projets dans les régions éloignées, lesquels ne seraient viables que si le Canada exportait durant de longues périodes une partie considérable de l'énergie produite... Les dispositions de la Loi sur l'Office national de

l'énergie s'appliqueraient à toute situation de ce genre, comme à toute exportation d'énergie».

Politique en matière de puissance nucléaire

Pour encourager l'utilisation de la puissance nucléaire à des fins pacifiques, le gouvernement fédéral verse des fonds tous les ans à Énergie atomique du Canada Limitée ("EACL"), une société de la Couronne fédérale, pour les projets de Recherche et de développement ("R-D"). Récemment, un accord quinquennal sur le financement de la R-D a été conclu entre le gouvernement fédéral et les provinces de l'Ontario, du Québec et du Nouveau-Brunswick, provinces dont les réseaux font appel à l'énergie nucléaire. Contrairement à l'accord annuel précédent, le nouvel accord permettra à EACL de mieux gérer ses activités de R-D à long terme.

Politique de 1974 relative aux réacteurs CANDU

Pour stimuler le développement de l'industrie nucléaire canadienne, le gouvernement fédéral consent généralement des prêts à taux préférentiel aux grands services provinciaux qui prévoient doter leurs réseaux de réacteurs CANDU. En 1974, cette pratique est devenue une politique gouvernementale officielle en vertu de laquelle des prêts fédéraux sont accordés à la province intéressée, à concurrence de 50 % du coût estimatif en capital de la première unité installée dans la province. À ce jour, seuls l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick se sont prévalus de cette option.

Politique de 1974 en matière de lignes de transport inter-régionales

En général, le gouvernement fédéral n'a pas exercé sa compétence dans le domaine du commerce interprovincial de l'électricité sauf pour inclure dans la Loi sur l'ONE une disposition qui habilite le gouverneur en conseil à décider qu'une ligne de transport interprovinciale sera construite et exploitée au même titre qu'une ligne internationale relevant de la Loi sur l'ONE (voir l'article 58.4 de la Loi sur l'ONE).

Néanmoins, le gouvernement fédéral s'est toujours intéressé et a toujours participé aux activités susceptibles d'accroître l'efficience économique et les avantages du commerce de l'électricité tant dans une perspective nationale que régionale. La politique de 1974 en matière de lignes de

transport inter-régionales témoigne de cet intérêt soutenu et encore présent. Dans le cadre de cette politique, le gouvernement fédéral devait :

- financer des études sur le transport inter-régional; et

- accorder des prêts à concurrence de 50 % du coût estimatif total des projets approuvés.

Le câble sous-marin qui relie le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard, le renforcement des interconnexions entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse ainsi que l'agrandissement du réseau de transport CCHT du fleuve Nelson du Manitoba sont des exemples de l'application fructueuse de cette politique.

Politique canadienne de l'électricité - 1988

Cette politique a donné lieu à des modifications de la Loi sur l'ONE concernant les licences d'exportation d'électricité et les permis de construction et d'exploitation des lignes d'énergie internationales. Cette politique visait surtout à réduire le fardeau réglementaire et à éviter le dédoublement des mesures des gouvernements fédéral et provinciaux. En outre, la loi a été considérablement modifiée, en ce qui a trait au mandat de l'Office. Par exemple, l'Office n'a plus à se préoccuper du caractère excédentaire ou du prix de l'électricité exportée; ces questions relèvent maintenant de la compétence des provinces. Par contre, il se préoccupe des incidences extra-provinciales des projets d'exportation comme l'incidence sur la fiabilité des services canadiens interconnectés et la question de savoir si les Canadiens ont eu un accès équitable à l'électricité dont on projette l'exportation. En outre, la nouvelle politique garantit que l'ONE examinera les propositions à la lumière des questions qui seront importantes au cours des années 1990 et après, comme les incidences environnementales des projets proposés.

7.2.2.3 Conclusions

Les pouvoirs dévolus au gouvernement fédéral par la Loi constitutionnelle relativement aux installations électriques se limitent généralement aux installations qui sont considérées comme étant des entreprises fédérales (c'est-à-dire principalement les lignes de transport internationales et interprovinciales désignées). Ces pouvoirs ont permis au gouvernement fédéral d'établir, au fil des ans, des politiques cohérentes pour encourager des échanges commerciaux accrus entre les

services d'électricité. Dans la mesure appropriée, le gouvernement fédéral a offert son aide financière pour les projets régionaux (comme les interconnexions) susceptibles d'accroître l'efficience économique et les échanges. Le présent examen est une autre initiative fédérale et témoigne encore de la détermination et de l'engagement du gouvernement fédéral quant à l'ouverture des marchés et à la suppression des barrières au commerce interprovincial.

7.3 Récapitulation des constatations

Les parties qui suivent font état des principales constatations de l'examen, pour ce qui est des éléments concourant à un accroissement de la collaboration entre les services publics dans la planification et le développement des réseaux.

7.3.1 Perspective historique

Nous avons passé en revue les initiatives nationales, régionales et bilatérales prises dans le passé dans le but d'accroître la collaboration entre les services publics canadiens en matière de planification et de développement de réseaux.

Réseau électrique national

En dépit des efforts très considérables déployés par les provinces et par le gouvernement fédéral dans les années 60 et 70, rien ne pouvant même de loin ressembler à un réseau électrique national n'a pu voir le jour. Quatre raisons - mais il peut en exister d'autres - pouvant expliquer cet échec peuvent être avancées :

i) les avantages économiques escomptés d'un tel réseau national n'ont jamais été suffisants, en contrepartie des risques financiers afférents;

ii) les visées autarciques des services publics provinciaux;

iii) les gouvernements n'étaient pas disposés à créer une institution à la hauteur de la tâche;

iv) le cadre constitutionnel du Canada milite contre la formation d'un réseau électrique canadien.

Mis à part ces problèmes liés au contexte juridique et au partage des compétences, d'autres questions auraient à être résolues pour que puisse être formé un réseau national, notamment le partage proposé des coûts et des avantages, la coordination du commerce international, le type et l'emplacement des nouvelles installations de production, et autres. Une agence nationale de l'électricité aurait à résoudre toutes les difficultés que nous venons de voir avant que l'on puisse mettre sur pied un réseau national.

À la lumière des faits historiques, une conclusion s'impose : un réseau national - défini comme étant distinct des réseaux provinciaux mais comme les transcendant - est une idée qui n'a guère eu de succès. Dans les deux cas d'espèces que nous connaissons, les gouvernements concernés ont rejeté l'idée d'un réseau national et choisi de mettre plutôt l'accent sur l'accroissement de la collaboration régionale.

Planification régionale

L'examen des efforts déployés dans le but de mettre sur pied un Réseau de l'Ouest, une Réseau de l'Est et un Réseau pour les Maritimes nous amène aux conclusions exposées ci-après. Dans chaque cas, les tentatives infructueuses de mettre sur pied des réseaux électriques régionaux étaient attribuables à la fois à l'absence de consensus sur les avantages d'ensemble qui auraient pu en découler et à l'absence de consensus entre le gouvernement fédéral et le gouvernement des provinces concernées.

En fait, pour que des initiatives de collaboration régionale puissent donner des résultats, le consensus politique n'est pas moins essentiel que le sont l'attrait des avantages économiques et le soutien de l'industrie. L'échec est devenu inévitable dès lors que les négociateurs n'ont pas pris soin de s'assurer que les gouvernements provinciaux soient informés de leurs efforts et donnent leur appui aux initiatives de collaboration.

Notre examen nous amène à conclure que la dimension politique des initiatives de collaboration régionale doit être prise en compte au même titre que les aspects techniques, économiques et financiers. Chaque province participante doit être convaincue que la réduction des coûts de l'énergie que lui apportera une intensification de la collaboration compensera largement toute diminution de sa mainmise directe sur la planification de son réseau d'électricité.

Ententes bilatérales

Voici les conclusions qui s'imposent après l'examen de huit initiatives bilatérales allant de la consolidation de l'interconnexion entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick à l'interconnexion entre le Québec et Terre-Neuve dans le but d'aménager des emplacements hydro-électriques sur le cours inférieur du fleuve Churchill.

De façon générale, les services d'électricité de toutes les régions du pays sont disposés à participer à des projets de collaboration interprovinciale profitables. Cependant, quand ces projets nécessitent la prestation de services d'acheminement en transit à d'autres parties, il est difficile de parvenir à une entente. Les initiatives bilatérales ont été fructueuses dans les cas où les provinces y voyaient des avantages précis qui l'emportaient sur les risques inhérents à la participation. Il faut aussi, et c'est là un facteur tout aussi important, que les provinces aient le sentiment que les avantages d'un projet conjoint seront partagés tout au long de ce dernier; c'est là un ingrédient essentiel d'un climat de collaboration soutenu. Les initiatives bilatérales fructueuses peuvent aussi aider ceux qui souhaitent promouvoir une plus grande collaboration interprovinciale. Ces initiatives ont peut-être réussi, au contraire des initiatives nationales ou régionales qui ont échoué, parce qu'elles comportaient une gamme plus restreinte d'activités et offraient une formule plus précise de partage des risques et des avantages. Nous devons également souligner le fait qu'aucune initiative bilatérale ne prévoyait la création d'un organisme décisionnel autre que les provinces et les services d'électricité eux-mêmes. Il se peut que les provinces se montrent disposées à conclure des ententes bilatérales parce qu'elles ne risquent pas alors de perdre le contrôle du processus de planification. Les personnes qui conçoivent des mesures visant à accroître la collaboration interprovinciale doivent donc trouver des mécanismes de nature à procurer des gains économiques, tout en conservant la confiance des provinces et des services d'électricité.

7.3.2 Collaboration existante entre les services d'électricité

L'analyse des réponses fournies au questionnaire de l'Office sur l'état actuel de la collaboration entre les services d'électricité nous permet de constater ce qui suit :

On observe déjà un niveau de collaboration considérable entre les services d'électricité et dont découlent des avantages importants. Les services d'électricité au Canada prévoient également collaborer intensément entre eux dans l'avenir;

Les ententes de collaboration prévoient généralement l'échange d'énergie d'économie, de puissance et d'énergie autre que d'économie, de services d'entretien programmé, de soutien en cas d'urgence et d'exploitation coordonnée à une échelle restreinte. De façon générale, ces activités ont cours dans le cadre d'ententes d'interconnexion bilatérales négociées. La planification intégrée de l'expansion de la production et du transport n'est que très partiellement intégrée;

C'est probablement en Alberta qu'existe actuellement le plus haut niveau de collaboration, sous les auspices de l'Alberta Interconnected Power System Pool, qualifié de consortium «homogène». Il s'agit, bien entendu, d'une structure intraprovinciale qui, par définition, ne connaît aucune des difficultés propres à une entité interprovinciale;

Il se fait peu d'acheminement en transit et, lorsqu'il y en a, l'expéditeur et le destinataire appartiennent à une même entité, ou encore la puissance est vendue par le service qui la produit au service qui l'achemine en transit, pour revente au service dont les clients en sont les consommateurs;

Généralement, les services d'électricité sont favorables à des initiatives futures mises sur pied par voie de négociations directes entre eux, et bon nombre des services d'électricité estiment qu'ils devraient se donner des politiques d'acheminement en transit comparables à celle que BC Hydro et POWEREX ont adoptée.

En ce qui concerne la participation des deux paliers de gouvernement en matière de collaboration entre services d'électricité, la plupart de ces derniers jugent que le rôle des gouvernements devrait être d'assumer le leadership, d'élaborer des politiques et d'établir un régime de réglementation clair, concis, stable et coordonné.

7.3.3 Le rôle des producteurs indépendants

En ce qui concerne le rôle que les producteurs indépendants pourraient jouer pour favoriser la collaboration interprovinciale, nous avons retenu les observations suivantes des services d'électricité.

Les achats auprès des producteurs indépendants ne constituent pas un facteur contribuant à la collaboration interprovinciale à moins que le producteur indépendant d'une province souhaite vendre à une partie d'une autre province. Les producteurs indépendants peuvent avoir besoin d'une collaboration interprovinciale plus grande que celle qui existe actuellement s'ils s'organisent pour vendre leur production à des marchés situés à l'extérieur de leur province.

Dans l'ensemble, les services d'électricité préfèrent faire affaire avec les grands services provinciaux d'électricité plutôt que d'acheter de l'électricité auprès d'un producteur indépendant situé à l'extérieur de la province en raison de tous les problèmes et incertitudes techniques, financiers et juridiques auxquels pourrait donner lieu ce genre d'entente. À titre d'exemple, toute interconnexion avec une centrale indépendante doit se faire de façon à ne pas nuire au réseau auquel elle est raccordée ni aux autres réseaux qui deviennent interconnectés. Par conséquent, le producteur indépendant aurait à fournir des garanties suffisantes quant à la fiabilité et à la continuité de sa production et il lui incomberait d'obtenir toutes les approbations réglementaires.

Pour surmonter ces problèmes, l'existence de politiques uniformes concernant les producteurs indépendants seraient souhaitables. Les gouvernements pourraient faciliter l'établissement d'ententes d'acheminement en transit en aidant les services d'électricité (en menant des études pertinentes et en partageant les risques) à surmonter les difficultés qui font obstacle à l'acheminement en transit, notamment les problèmes de coût, de fiabilité, de délais et de priorités.

Un service d'électricité a fait valoir que les producteurs indépendants ("PI") pourraient jouer une rôle dans le commerce international de l'électricité dans la mesure où les PI augmenteraient la capacité d'exporter de la province s'ils construisaient de nouvelles installations lorsque le service provincial est incapable de le faire. Par contre, si le service public se retrouve avec une capacité de production excédentaire, la concurrence accrue à l'exportation pourrait faire baisser les recettes du service public d'électricité et faire du tort aux clients de la province.

D'autres services publics ont indiqué que les producteurs indépendants resserreraient la concurrence et contribueraient de la sorte à diminuer les coûts de l'électricité. Cependant, d'autres facteurs comme les taxes, qui ne sont pas toujours payées par les services d'électricité, créent des différences artificielles susceptibles d'avoir un effet de distorsion sur un facteur économique réel et risquent de donner lieu à des résultats d'ensemble qui seraient loin d'être optimaux. À long terme, les marchés ouverts créés par l'acheminement en transit à l'intérieur d'une province, d'une province canadienne à une autre, ou encore entre le Canada et les États-Unis, fourniraient aux producteurs indépendants de nouvelles possibilités de jouer un rôle accru, ce qui pourrait apporter de nombreux avantages, dont les suivants : fiabilité accrue, centrales de tailles diverses, emplacements et sources d'énergie variés, régularisation des pointes d'un fuseau horaire à l'autre et bon appariement de la production et des charges particulières.

7.4 Possibilités de collaboration accrue

Voici un aperçu des principales constatations de l'Office pour ce qui est de quantifier les avantages et les possibilités de collaboration entre services d'électricité :

Facteurs géographiques

La plupart des services publics d'électricité du Canada sont en interconnexion interprovinciale et internationale. Par conséquent, les initiatives de collaboration et de développement entre régions du Canada doivent tenir compte des débouchés potentiels dans le commerce international et interprovincial de l'électricité.

En raison de la grande étendue géographique du Canada et des États-Unis, et des contraintes techniques et économiques liées à cette réalité, il n'est pas possible à tous les services publics provinciaux ou d'État de commercer entre eux. En conséquence, les échanges économiques se font selon les axes géographiques naturels. Cinq régions se prêtant au commerce interprovincial et international de l'électricité ont été identifiées, qui ont pour point de départ cinq services publics d'électricité canadiens. Les régions ainsi formées sont les suivantes:

- Région n° 1 - Colombie-Britannique/Alberta/Nord-Ouest en bordure du Pacifique (États-Unis)/Californie
- Région n° 2 - Saskatchewan/Manitoba/Centre-Ouest des États-Unis

- Région n° 3 - Manitoba/Ontario/Québec/ECAR

- Région n° 4 - Ontario/Québec/Terre-Neuve/New York/Nouvelle-Angleterre
- Région n° 5 - Terre-Neuve/Québec/Nouveau-Brunswick/Île-du-Prince-Édouard/Nouvelle-Écosse/Nouvelle-Angleterre

Comparaisons générales sur les coûts de production

Il ressort d'une comparaison des coûts de production, mesurés selon le coût unitaire moyen de l'énergie, entre services publics par région, que dans plusieurs cas, les marges potentielles à l'intérieur desquelles les services d'électricité peuvent négocier entre eux des ventes de puissance sont appréciables.

Dans bien des cas également, les marges potentielles applicables au commerce international sont supérieures aux marges applicables aux échanges interproviciaux.

Avantages potentiels
de projets de mise en valeur particuliers

Il existe de nombreux types de collaboration à des fins de développement entre services publics, mais notre évaluation nous amène à conclure que les cinq principaux sont :

- partage des réserves de production entre les réseaux;

- échanges de diversité saisonnière garantie entre les réseaux à pointe hivernale du Canada et les réseaux à pointe estivale des États-Unis;

- exportations estivales garanties par les réseaux canadiens;

- avantages associés à de nouvelles interconnexions entre les réseaux;

- ventes garanties à long terme (p. ex. option construction ou achat).

Le présent examen nous a permis de constater que bien qu'il existe des possibilités importantes de collaboration accrue dans le domaine de l'électricité entre les provinces canadiennes, un commerce accru entre le Canada et les États-Unis présenterait des avantages potentiels encore plus considérables. Toutefois, pour tirer le meilleur parti possible des avantages du commerce international, les services d'électricité devraient en venir à former des partenariats. Une telle collaboration au Canada serait susceptible d'accroître la quantité et la qualité des exportations d'électricité, et conséquemment leur valeur. De plus, pour que les avantages escomptés puissent se matérialiser, les services d'électricité, avec le soutien des provinces et des États, pourraient avoir à collaborer plus pleinement à la planification de leurs réseaux, sur une base régionale, et à fournir des services d'accès au transport et d'acheminement en transit.

7.5 Observations relatives à la collaboration accrue

Les services d'électricité du Canada, comme ceux des États-Unis, ont le devoir de fournir un service fiable, respectueux de l'environnement et à un prix raisonnable aux clients du territoire desservi. Dans le cas des grandes sociétés d'État provinciales, cela inclut habituellement l'obligation de répondre à presque tous les besoins en électricité de la province. Ces sociétés ont donc conçu des réseaux d'électricité spécialement adaptés aux besoins de la province. En outre, de nombreux services d'électricité canadiens et américains sont interconnectés dans le but principal de faire profiter leurs clients d'une fiabilité et d'une économie accrues. Pour réaliser ces interconnexions, les services d'électricité ont dû collaborer aux fins d'exploitation et de planification de leurs réseaux (particulièrement aux fins d'interconnexion). Notre examen fait ressortir qu'il est possible d'améliorer encore le commerce entre services d'électricité, par une collaboration soutenue et accentuée dans ces domaines.

De notre examen ressortent plusieurs facteurs qui concourraient à une plus grande collaboration entre les services d'électricité.

Ces facteurs sont :

Emplacement géographique

Il peut se présenter une situation par quoi un service public qui est situé à un emplacement stratégique, a l'occasion de contrôler ou de restreindre le commerce électrique parmi ses voisins

en raison du fait que ce service public entretient plusieurs interconnexions avec les services publics voisins qui eux-mêmes ne sont pas directement interconnectés. Afin de réaliser les bénéfices qui seraient disponibles à partir d'une collaboration accrue entre les services publics voisins, il est important que le premier service public ne tente pas d'exercer ce potentiel de contrôle mais qui plutôt, participe avec les services publics voisins dans la planification, le développement et l'exploitation de réseaux régionaux avec une base technique, environnementale, économique et financière solide.

Échange entre les bénéfices accrus et un contrôle provincial réduit

En vertu de la Loi constitutionnelle, les provinces ont les pouvoirs législatifs en matière du développement de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, de même que dans le domaine de la tarification de l'électricité à l'intérieur de ses frontières. La majorité des services publics électriques au Canada appartiennent aux provinces respectives.

Le mandat général des services publics consiste à fournir à ses clients, au moindre coût possible, un approvisionnement de puissance électrique fiable et acceptable au niveau de l'environnement. Cependant, dû au contrôle directe des services publics par les provinces, celles-ci ont en tendance à utiliser les services publics pour les aider à promouvoir des programmes et des politiques socio-économiques et régionaes.

Une augmentation au niveau de la collaboration entre les services publics, sur une base régionale, peut être réalisée seulement que si les provinces perçoivent que les bénéfices économiques résultant d'une telle collaboration est suffisante pour compenser une réduction sur le contrôle du développement et de l'exploitation d'installations de puissance électrique à l'intérieur de leurs frontières provinciales.

La collaboration pourrait se faire dans un souci d'équité et de réciprocité à long terme

La collaboration entre les services d'électricité repose sur le principe selon lequel les avantages découlant des initiatives de développement régional doivent être partagés équitablement de manière à s'assurer qu'à longue échéance, toutes les parties aux initiatives en tirent profit, ce qui suppose une certaine réciprocité et une attitude de souplesse de la part des participants. À titre

d'exemple, il se peut que les partenaires doivent s'engager à échelonner les nouveaux projets de nouvelle production entre services d'électricité de provinces voisines, pour s'assurer que toutes les parties partagent les avantages économiques qui en seront issus.

Les politiques provinciales et fédérales pourraient être centrées sur l'abaissement des barrières au commerce de l'électricité

Les politiques provinciales visant à encourager la collaboration entre services d'électricité pourraient privilégier les mesures suivantes :

i) reconnaître que l'industrie de l'approisionnement d'électricité inclut les grands services d'électricité, publics et privés, de même que les compagnies privées et les producteurs indépendants. Pour cela, il faut des politiques qui permettront à toutes les entreprises de participer à des conditions équitables;

ii) les projets de développement conjoints dans les régions requièrent des engagements à long terme. Il est donc essentiel que les politiques provinciales soient stables, claires et portent sur de longues périodes;

iii) adopter des politiques visant à éliminer les barrières à l'essor des initiatives de producteurs indépendants et à permettre l'achat d'électricité par des producteurs indépendants de l'extérieur de la province auprès du Canada et des États-Unis;

iv) adopter des politiques qui permettraient à une province d'investir dans une autre province, et, conséquemment, de participer à des projets conjoints de transport et de production.

Le gouvernement fédéral pourrait mettre de l'avant des mesures comme celles-ci :

i) continuer à consolider les politiques existantes visant à favoriser l'essor du commerce;

ii) adopter des politiques visant à s'assurer que les producteurs indépendants et les services d'électricité qui ne sont pas en interconnexion directe avec les marchés américains

puissent compétitionner sur les marchés d'exportation d'électricité sur le même pied que le font les services d'électricité en interconnexion directe avec les États-Unis;

iii) reconnaître qu'il existe déjà des échanges importants entre le Canada et les États-Unis dans le domaine de l'électricité. Toute politique ou réglementation pouvant être adoptée en matière de commerce interprovincial ne devrait pas faire obstacle ou nuire au commerce international.

Collaboration entre services d'électricité et planification au moindre coût

Le principe fondamental sur lequel la collaboration entre les services d'électricité devrait reposer devrait consister à offrir au client de l'électricité au moindre coût possible. Ce principe concorde avec le mandat général des services publics d'électricité et concourt à l'efficience économique. Tout autre approche serait susceptible d'être sous-productive.

Collaboration qui tient compte de la gestion de la demande et des producteurs indépendants

Même s'il est vrai que l'objet principal de la collaboration entre services d'électricité en matière de planification de réseaux réside dans des projets régionaux de transport et de production, il va de soi qu'il faut tenir compte de possibilités de mettre davantage l'accent sur la gestion de la demande et sur la recherche de sources d'énergie de rechange que peuvent apporter les PI dans les scénarios de planification, de manière à maintenir le coût de l'électricité à long terme pour le consommateur au plus bas niveau possible. Dans ce dessein, les services d'électricité devraient échanger de l'information et partager leurs expériences respectives en matière de gestion de la demande afin de maximiser les avantages et d'éviter les écueils possibles. Les PI devraient être associés au processus de planification et être incités à y participer activement par des mesures d'encouragement et des politiques appropriées.

Un juste milieu entre efficience économique et fiabilité

L'industrie publique de l'électricité diffère sans doute de toutes les autres industries par le fait de ses réseaux interconnectés; l'industrie y trouve des avantages, mais cela crée aussi en son sein même de forts liens de dépendance.

Les réseaux d'électricité interconnectés fonctionnent continuellement en état d'équilibre instable. Toute panne ou bris d'équipement majeur peut faire flancher le réseau tout entier en l'espace de quelques secondes. Aussi est-ce volontairement que des compagnies d'électricité interconnectées d'Amérique du Nord se sont réunies pour former le NERC afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. De grands pas ont été franchis grâce à la collaboration entre services d'électricité interconnectés, les services s'entraidant les uns les autres dans les situations d'urgence. Au fil des ans, des critères de planification des réseaux et des codes d'exploitation ont été établis dans l'optique de la fiabilité du service d'électricité. La fiabilité sans égal du service d'électricité en Amérique du Nord est le fruit de cette collaboration. Aussi est-il impératif que l'accroissement de la collaboration obéisse strictement à des contraintes de fiabilité établies, de façon à ne pas compromettre la fiabilité des réseaux interconnectés.

La planification requiert des objectifs communs

La réussite de la planification régionale passe par la reconnaissance des investissements que chaque participant est disposé à engager, et les avantages qui en découlent doivent être à la mesure des risques pris. Il faut aussi reconnaître que certains avantages peuvent être quantifiés et d'autres non. Toutes les parties à la planification (c.-à-d. les provinces et les services d'électricité) doivent s'efforcer, dès le lancement du processus d'examen, de chercher un terrain d'entente sur ces questions. Une fois établie une «référence commune», il faut obtenir des engagements envers les principes reconnus, pour assurer le succès de la planification.

Nécessité de diffuser l'information

La planification de réseaux à l'échelle des régions requiert de tous les partenaires qu'ils dévoilent toute l'information pertinente et qu'ils procèdent à un examen critique de celle-ci pour en arriver à une entente ou à un consensus. En matière de planification de réseaux, une règle importante

à observer consiste à nourrir un climat de confiance entre les participants, de façon à s'assurer que les négociations se déroulent de bonne foi.

La planification des réseaux est un processus continu et à long terme

L'expérience semble confirmer que lorsque des projets sont évalués par des comités spéciaux, toute information issue de ce genre d'exercice tend à se perdre, voire à se démoder, rapidement. Aussi, est-il possible que les services d'électricité désireux de collaborer en matière de planification de réseaux doivent créer des entités ou des organismes dont les objectifs seraient de continuellement observer et évaluer et les possibilités de développement régional à la lumière des données, des faits et des politiques les plus à jour, et faire le point à ce sujet.

Fonder la planification entre services d'électricité sur les institutions existantes

Dans la mesure du possible, il pourrait être souhaitable de fonder la planification entre services publics d'électricité sur des institutions et des structures existantes. Comme nous l'avons indiqué précédemment, la plupart des services d'électricité canadiens et américains sont membres de l'un des neuf conseils régionaux sur la fiabilité du service chapeautés par le NERC. Plus spécifiquement, presque tous les services d'électricité canadiens appartiennent à l'un des trois conseils régionaux que sont le Western Systems Coordinating Council, le Mid America Power Pool et le Northeast Power Coordinating Council. Les mécanismes de collaboration entre services d'électricité sur les questions de fiabilité du service qui existent déjà entre les services membres du NERC pourraient constituer le point de départ d'organisations ayant pour mandat d'encourager une collaboration accrue entre services d'électricité sur les questions économiques dans les régions concernées.

7.6 Options disponibles pour encourager la collaboration

Un certain nombre d'options réalisables ont été envisagées dans le but d'encourager une collaboration accrue à la fois entre les services d'électricité au Canada et entre services d'électricité du Canada et des États-Unis. Ces options s'inscrivent dans le contexte des facteurs décrits dans la partie qui précède et ont été classées par ordre de complexité. La liste de ces

options, sans être exhaustive, constitue tout de même un éventail raisonnable d'options qu'il convient d'examiner.

7.6.1 OPTION 1 : Poursuivre dans la voie de la collaboration volontaire

Notre examen a montré que les services d'électricité canadiens collaborent déjà entre eux et font le commerce interprovincial et international de l'électricité. Dans la première option, les services d'électricité continueraient à mener des négociations sur une base volontaire, généralement de service à service, dans le but d'accroître les échanges dans la mesure des débouchés qui se présentent. Les ententes entre services d'électricité se concluraient dans le cadre des politiques et des règlements provinciaux et fédéraux existants. Le gouvernement fédéral prendrait part à l'étude et à la mise en oeuvre de projets interprovinciaux et internationaux futurs, dans le contexte des politiques fédérales en vigueur.

7.6.2 OPTION 2 : Collaboration volontaire avec suivi fédéral

Dans cette option, les services d'électricité et les provinces continueraient à agir comme maintenant, mais le gouvernement fédéral observerait de façon régulière les progrès réalisés dans la collaboration, et ferait le point sur ses constatations dans le cadre du présent examen. Il s'attacherait particulièrement aux améliorations réalisées dans le domaine de la collaboration et aux aspects sur lesquels aucun progrès n'a été réalisé. Les rapports sur ces observations seraient des documents publics et seraient mis à la disposition des deux paliers de gouvernement, des services d'électricité et des autres intervenants et parties intéressés, à des fins de décisions quant à la suite des événements.

7.6.3 OPTION 3 : Constituer des organismes volontaires de planification régionale

Dans cette option, des services d'électricité canadiens, de concert avec leurs voisins américains, créeraient sur une base volontaire des organismes de planification régionale dont le principal objectif serait d'identifier les occasions de collaboration accrue des services concernés. L'envergure de ces organismes serait très variable, mais, ultimement, ces organismes pourraient s'engager dans des activités de planification intégrée des ressources au moindre coût sur une base régionale, et leur fonctionnement serait pleinement coordonné au sein d'un ensemble homogène. Ces organismes rechercheraient avant tout les améliorations «économiques» en matière de

planification, de développement et d'exploitation de systèmes interconnectés, de la même façon que le font les conseils régionaux du NERC en ce qui concerne la «fiabilité». Les organismes pourraient aussi s'intéresser aux améliorations «environnementales» qu'il serait possible de réaliser par la collaboration.

7.6.3.1 Mandat des organismes

Le mandat de ces organismes pourrait être aussi bien restreint que très large. À cet égard, il serait peut-être souhaitable de limiter leur mandat dans un premier temps, mais de prévoir la possibilité d'élargir ce dernier, si l'expérience et les résultats le justifient.

Par ordre de complexité croissante, voici un aperçu des mandats qui pourraient être confiés à de tels organismes :

Échange d'information exclusivement

Des organismes régionaux veilleraient à assurer un échange d'information sur les prévisions en matière d'offre et de demande, sur les coûts de production, sur les paramètres économiques et autres questions du genre. Les participants auraient ainsi accès à de l'information sur les plans des autres services d'électricité, lesquels pourraient influer sur leurs propres décisions de planification.

Exploitation des réseaux et planification du transport

Les avantages du commerce entre services d'électricité, des points de vue de l'économie et de la fiabilité, et en particulier des activités et de la coordination de réseaux interconnectés, sont déjà une réalité. Toutefois, il y aurait moyen d'améliorer les avantages de l'exploitation en réseau, par l'élimination de la congestion dans le transport. L'organisme régional constituerait donc non seulement un lieu d'échange d'information, mais s'attacherait aux secteurs de la région dans lesquels l'ajout de lignes de transport s'imposerait pour éliminer les points de congestion du transport interprovincial ou international qui font obstacle à un commerce accru.

Planification du transport régional en gros

L'amélioration du commerce entre services d'électricité dépendra, dans une large mesure, de la solidité des réseaux de transport régional en gros. Au-delà des activités décrites précédemment, les organismes régionaux s'occuperaient également en priorité de planification du transport régional à long terme, de façon à s'assurer que le développement des réseaux s'harmonise avec les besoins à long terme du réseau régional.

Planification et exploitation
de la production et du transport régionaux en gros

Enfin, un niveau d'intégration régionale maximal n'est possible que dans la mesure où la planification et l'exploitation de la production et du transport régionaux en gros sont menées d'une manière comparable à ce qui se fait dans bon nombre de consortiums d'électricité américains et au sein du réseau interconnecté de l'Alberta. L'intégration régionale passe par un niveau maximal de commerce interprovincial et international et par la collaboration entre les services d'électricité.

7.6.3.2 Responsabilités des organismes

Dans le cadre des mandats que nous venons de voir, les responsabilités fondamentales des organismes de planification régionale consisteraient à :

- servir de lieu d'échange d'information entre les membres de l'organisme régional;
- mener des enquêtes dans la région en vue de promouvoir le commerce, et en particulier l'accès au transport et l'acheminement en transit;
- instituer des mécanismes visant à promouvoir et à assurer la collaboration entre services d'électricité;
- aider à résoudre des conflits en matière d'échange d'électricité entre les membres.

7.6.3.3 Appartenance aux organismes

Seraient membres de ces organismes tous les services d'électricité d'une région, de même que les PI de la région. Les deux paliers de gouvernement pourraient y avoir le statut d'observateurs.

7.6.4 OPTION 4 : Instituer des organismes de planification régionale exerçant des pouvoirs délégués par le gouvernement fédéral

Option comparable à l'option 3, à la différence que le gouvernement fédéral exercerait les prérogatives qu'il pourrait posséder pour résoudre des différends sur des questions touchant le commerce international et l'acheminement en transit aussi bien international qu'interprovincial.

7.7 Rôle des participants dans les organismes régionaux

Il ressort clairement de notre examen que l'intensification de la collaboration régionale exige le concours direct de tous les participants, et en particulier des services d'électricité, et des gouvernements provinciaux et fédéral. L'ampleur de cette participation est exposée ci-après.

7.7.1 Participation des services d'électricité

Les services d'électricité pourraient apporter leur contribution dans les domaines suivants :

- fournir l'essentiel des ressources humaines, financières et sous forme d'infrastructure nécessaires à la mise sur pied et au fonctionnement des organismes de planification régionale;

- se charger de toutes les études de faisabilité nécessaires, et assurer un échange d'information aussi large et ouvert que possible;

- mesurer l'incidence des écarts par rapport aux plans de développement régionaux privilégiés des services d'électricité;

- définir des règles visant à garantir que tous les membres participent sur des bases équitables. À cette fin, une entente serait nécessaire quant aux paramètres techniques et

- définir des règles visant à garantir que tous les membres participent sur des bases équitables. À cette fin, une entente serait nécessaire quant aux paramètres techniques et économiques à utiliser, et l'organisme s'engagerait à fonder ses politiques sur les projets régionaux et sur l'acheminement en transit sur les principes de réciprocité et d'équité;

- être disposés à investir dans des projets profitables dans d'autres provinces;

- adopter des mécanismes de règlement des différends entre les membres.

7.7.2 Participation des gouvernements provinciaux

Les gouvernements provinciaux pourraient apporter leur contribution dans les domaines suivants :

- aider à financer la mise sur pied et le fonctionnement des organismes;

- participer le plus possible à toutes les étapes des études sur le développement régional;

- définir des politiques claires concourant à l'essor du développement régional, y compris à l'acheminement en transit d'électricité entre les provinces. Ces politiques rejetteraient l'argument voulant que la géographie puisse à elle seule faire obstacle au commerce de l'électricité et ne devraient pas indûment privilégier des priorités provinciales;

- élaborer des politiques qui permettraient aux services d'électricité privés de s'associer à des sociétés d'État provinciales, sur des bases équitables. Les gouvernements provinciaux devraient aussi permettre aux producteurs indépendants de prendre part, dans la mesure des possibilités, à des projets de production d'électricité provinciaux;

- participer, s'il y a lieu, à l'application de tout mécanisme de règlement de différends entre les parties.

7.7.3 Participation du gouvernement fédéral

Dans la mesure qui convient, le gouvernement fédéral pourrait apporter son aide dans les domaines suivants :

- coordonner les activités des divers organismes régionaux de manière à prévoir des examens nationaux exhaustifs de l'état de l'industrie de l'électricité au Canada. Les gouvernements fédéral et provinciaux, les services d'électricité et autres parties intéressées pourraient se servir des résultats de cet examen pour mesurer les progrès et cerner les aspects faisant problème;

- fournir de l'information sur les règlements et les politiques, dans la mesure où ceux-ci peuvent influer sur les commerce international et interprovincial de l'électricité;

- veiller à ce que ses règlements et politiques soient fondamentalement cohérents, uniformes et stables, afin de permettre l'essor des échanges entre services d'électricité. Plus spécifiquement, veiller à ce que nulle mesure visant à promouvoir le commerce interprovincial ne perturbe ou ne risque de pertruber les échanges internationaux d'électricité;

- participer à la confection de mesures visant à encourager la collaboration et les échanges entre les services d'électricité, y compris en matière d'accès au transport et d'acheminement en transit. (L'accès au transport et l'acheminement en transit font l'objet d'un rapport complémentaire établi par l'Office);

- aider à définir les hypothèses, paramètres et autres facteurs économiques de base pour la planification des réseaux régionaux, afin de s'assurer que tous les scénarios envisagés soient évalués à l'aide d'une grille commune;

- aider au règlement des différends relatifs au commerce et à l'acheminement en transit de l'électricité, à l'échelle internationale aussi bien qu'interprovinciale.

7.8 Conclusions

Le présent examen montre qu'une collaboration accrue entre les services d'électricité produirait des avantages additionnels importants, pour peu que les services d'électricité et les autres parties intéressées décident volontairement de mettre leurs efforts en commun, et ce, au profit de toutes les parties. Ce n'est qu'en dernier ressort, après examen de toutes les autres avenues de règlement possibles, qu'il faudrait user d'autorité pour trancher les différends en matière de commerce international et d'acheminement en transit au-delà de frontières provinciales ou des frontières nationales.